

Trabajo Fin de Máster

Máster en Ingeniería Industrial

Revisión de la Respuesta de la Demanda en Europa. Situación en España.

Autor: Cristóbal Valverde Ostos

Tutor: Dr. Manuel Burgos Payán

Tutor: Dr. Juan Manuel Roldán Fernández

**Departamento de Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla**

Sevilla, 2018



Trabajo Fin de Máster
Máster en Ingeniería Industrial

Revisión de la Respuesta de la Demanda en Europa. Situación en España.

Autor:
Cristóbal Valverde Ostos

Tutor:
Manuel Burgos Payán
Catedrático de Universidad

Tutor:
Juan Manuel Roldán Fernández
Profesor Sustituto Interino

Departamento de Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla
Sevilla, 2018

Trabajo Fin de Máster: Revisión de la Respuesta de la Demanda en Europa. Situación en España.

Autor: Cristóbal Valverde Ostos

Tutor: Manuel Burgos Payán

Tutor: Juan Manuel Roldán Fernández

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2018

El Secretario del Tribunal

A mi familia

A mis maestros

Debido al auge de las energías renovables, promovido por una creciente preocupación por la sostenibilidad y la competitividad del sistema, el sector eléctrico está experimentando notables cambios, así como un creciente aumento del interés por la flexibilidad de la demanda.

El presente Trabajo Fin de Máster tiene por objeto el estudio y la revisión de la respuesta de la demanda, así como del estado actual del sector eléctrico español, de forma que pueda obtenerse una visión general del funcionamiento de los mercados, los agentes que participan, el comportamiento general del sector y una perspectiva general sobre la respuesta de la demanda, desde los equipos necesarios para su implementación, hasta el estudio de la situación actual en Europa.

Abstract

Due to the boom in renewable energies, promoted by a growing concern for the sustainability and competitiveness of the system, the electricity sector is undergoing notable changes, as well as a growing increase in interest in the flexibility of demand.

The purpose of this Master Thesis is to study and review the demand response, as well as the current state of the Spanish electricity sector, so that an overview of the functioning of the markets, the agents involved, can be obtained. The general behavior of the sector and a general perspective on the response of the demand, from the equipment necessary for its implementation, to the study of the current situation in Europe.

| | |
|--|-------------|
| Resumen | ix |
| Abstract | xi |
| Índice | xiii |
| Índice de Tablas | xv |
| Índice de Figuras | xvii |
| Notación | xix |
| 1 Objetivo | 1 |
| 2 Introducción | 3 |
| 3 Sistema Eléctrico | 5 |
| 3.1 <i>Estructura del sistema eléctrico</i> | 5 |
| 3.1.1 Generación | 6 |
| 3.1.2 Transporte | 15 |
| 3.1.3 Distribución | 18 |
| 3.1.4 Comercialización y consumo | 20 |
| 3.1.5 Agentes del sector eléctrico | 24 |
| 3.2 <i>Mercado eléctrico</i> | 26 |
| 3.2.1 Mercado a plazo de la electricidad | 27 |
| 3.2.2 Mercado mayorista diario e intradiario | 28 |
| 3.2.3 Mercado de servicio de ajuste | 34 |
| 3.2.4 Intercambios internacionales | 38 |
| 3.3 <i>El precio de la electricidad. Los costes del sistema eléctrico</i> | 39 |
| 3.3.1 Estructura del precio de la electricidad | 39 |
| 3.3.2 Crecimiento de los precios de la electricidad en España | 42 |
| 3.4 <i>Hacia una transición energética</i> | 43 |
| 3.5 <i>Servicio de Interrumpibilidad</i> | 44 |
| 3.5.1 Retribución del servicio de interrumpibilidad | 46 |
| 3.5.2 Incumplimiento de las condiciones y de los requisitos del servicio de interrumpibilidad. | 48 |
| 3.5.3 Subastas | 49 |
| 3.5.4 Liquidación del servicio de Interrumpibilidad | 51 |
| 4 Demanda | 53 |
| 4.1 <i>Evolución de la curva en función del PIB y otras características socioeconómicas</i> | 53 |
| 4.2 <i>Previsión de la demanda de energía eléctrica</i> | 56 |
| 4.3 <i>Curva de Demanda Eléctrica en España</i> | 58 |
| 4.4 <i>Ciclos de la curva de demanda</i> | 59 |
| 4.5 <i>Demanda en el sector residencial</i> | 61 |
| 5 Respuesta de la Demanda | 65 |
| 5.1 <i>Definición</i> | 65 |

| | | |
|----------|---|------------|
| 5.2. | <i>Introducción</i> | 65 |
| 5.3. | <i>Importancia de la Respuesta de la Demanda.</i> | 66 |
| 5.4. | <i>Clasificación de Respuesta de la Demanda.</i> | 69 |
| 5.4.1. | Programas de Respuesta de la Demanda al precio | 70 |
| 5.5. | <i>Agregadores</i> | 72 |
| 5.1.1 | Análisis FODA | 75 |
| 5.6. | <i>Marco regulatorio europeo para el Demand Response</i> | 76 |
| 5.7. | <i>Situación actual del Demand Response en Europa</i> | 79 |
| 5.7.1. | Bélgica | 80 |
| 5.7.2. | Finlandia | 83 |
| 5.7.3. | Francia | 87 |
| 5.7.4. | Alemania | 91 |
| 5.7.5. | España | 97 |
| 5.8. | <i>Resultados Generales</i> | 100 |
| 5.8.1. | Acceso del Demand Response a los mercados | 103 |
| 5.8.2. | Acceso al proveedor de servicios. | 104 |
| 5.8.3. | Requisitos del producto | 106 |
| 5.8.4. | Medición, verificación, pagos y penalizaciones. | 107 |
| 5.9. | <i>Conclusiones</i> | 109 |
| 6 | Aproximación al DR y su implementación | 111 |
| 6.1. | <i>Equipos y sistemas</i> | 112 |
| 6.1.1 | Introducción | 112 |
| 6.1.2 | Grupos de cargas | 116 |
| 6.1.3 | Consideraciones técnicas | 118 |
| 6.1.4 | Consideraciones económicas | 122 |
| 6.2 | <i>Aproximación de la retribución del Demand Response</i> | 124 |
| 6.3 | <i>Cálculo</i> | 124 |
| 6.3.1 | Ingresos | 124 |
| 6.3.2 | Costes de equipos de sistemas. | 126 |
| 6.3.3 | Penalizaciones del servicio de interrumpibilidad | 127 |
| 6.3.4 | Balance económico | 127 |
| 6.3.5 | Traslado de la carga | 129 |
| 7 | Conclusiones | 133 |
| | Referencias | 135 |

ÍNDICE DE TABLAS

| | |
|--|-----|
| Tabla 1. Balance eléctrico anual nacional (GWh) | 7 |
| Tabla 2. Potencia instalada nacional (MW) | 7 |
| Tabla 3. Intercambios internacionales físicos anuales por frontera (GWh) | 16 |
| Tabla 4 – Datos mercado diario España y Portugal | 30 |
| Tabla 5. Coeficientes K_a y K_b | 47 |
| Tabla 6. Componentes de la variación anual de la demanda eléctrica peninsular (%) | 57 |
| Tabla 7 – Demand Response en el mercado PJM 2015-2016 | 68 |
| Tabla 8- Datos del mercado belga | 81 |
| Tabla 9- Requisitos del producto | 82 |
| Tabla 10 – Pagos y penalizaciones en el mercado belga | 82 |
| Tabla 11- Datos mercado mayorista finlandés | 83 |
| Tabla 12- Datos del balance de mercado y servicios auxiliares finlandeses | 84 |
| Tabla 13- Requisitos del producto | 86 |
| Tabla 14- Pagos y penalizaciones en el mercado finlandés | 86 |
| Tabla 15 – Mercados mayoristas franceses | 87 |
| Tabla 16. Datos del balance de mercado y servicios auxiliares franceses | 88 |
| Tabla 17 – Requisitos del producto | 90 |
| Tabla 18 – Pagos y penalizaciones en el mercado francés | 91 |
| Tabla 19 - Acceso del DR a los mercados alemanes | 92 |
| Tabla 20 – Requisitos del producto | 96 |
| Tabla 21 - Pagos y penalizaciones | 96 |
| Tabla 22 – Acceso del DR a los mercados españoles | 97 |
| Tabla 23 - Requisitos del producto | 99 |
| Tabla 24 - Pagos | 100 |
| Tabla 25 – Análisis de los Estados miembro | 102 |
| Tabla 26 – Acceso del Demand Response a los mercados | 104 |
| Tabla 27 - Acceso al proveedor de servicios | 105 |
| Tabla 28 – Requisitos del producto | 106 |
| Tabla 29 – Medición, verificación, pagos y penalizaciones | 108 |
| Tabla 30. Importe del Servicio de Interrumpibilidad | 111 |
| Tabla 31 – Clasificación de cargas | 117 |
| Tabla 32 – Componentes asociados a los sistemas de gestión de energía para las consideraciones técnicas de los agregadores de DR. Fuente: [78] | 121 |
| Tabla 33. Precio de la subasta del servicio de interrumpibilidad | 124 |

| | |
|---|-----|
| Tabla 34. Potencia de electrométricos | 128 |
| Tabla 35 – Precio horario del mercado diario | 129 |
| Tabla 36 – Diferencia de costes al desplazar carga 5 MWh | 130 |
| Tabla 37- Diferencia de costes al desplazar carga de 2600 MWh | 131 |

ÍNDICE DE FIGURAS

| | |
|--|----|
| Figura 1 - Actividades del sistema Eléctrico | 5 |
| Figura 2 - Esquema del Sistema Eléctrico peninsular | 5 |
| Figura 3 - Evolución de la generación eléctrica renovable y no renovable peninsular (%) | 6 |
| Figura 4 - Potencia eléctrica instalada a 31.12.2017 (%). Sistema peninsular | 8 |
| Figura 5 - Evolución de la estructura de potencia eléctrica instalada peninsular (MW) | 8 |
| Figura 6 - Evolución del índice de cobertura mínimo peninsular | 9 |
| Figura 7 - Evolución de la producción de energía eléctrica renovable y no renovable peninsular (GWh) | 10 |
| Figura 8 - Estructura de la generación anual de energía eléctrica renovable peninsular 2017 (%) | 11 |
| Figura 9 - Estructura de la generación eléctrica peninsular en 2016 y 2017 (%) | 11 |
| Figura 10 - Coeficiente de utilización de las centrales térmicas peninsulares (%) | 12 |
| Figura 11 - Emisiones y factor de emisión de CO ₂ asociado a la generación de energía eléctrica nacional | 13 |
| Figura 12 - Evolución anual de los intercambios internacionales programados (GWh) | 13 |
| Figura 13 - Intercambios internacionales de energía eléctrica programados por interconexión 2017 (TWh) | 14 |
| Figura 14 - Generación renovable en España y precios del mercado diario (GWh/€/MWh) | 14 |
| Figura 15 - Instalaciones de la red de transporte de energía eléctrica en España en los últimos años. | 15 |
| Figura 16 - Evolución de la red de transporte de energía eléctrica en España (km de circuito) | 15 |
| Figura 17 - Energía no suministrada (ENS) y tiempo de interrupción medio (TIM) de la red de transporte de energía eléctrica. | 17 |
| Figura 18 - Tasa de indisponibilidad de la red de transporte | 18 |
| Figura 19 - Distribuidores eléctricos en el territorio nacional. | 19 |
| Figura 20 - Consumo horario en un día de invierno. | 24 |
| Figura 21 - Descripción simplificada de la organización del Sistema Eléctrico en España | 25 |
| Figura 22 - Organización simplificada de los agentes del sector eléctrico | 26 |
| Figura 23 - Secuencia de mercados en el mercado ibérico de la electricidad. | 27 |
| Figura 24 - Esquema de funcionamiento del mercado diario de OMIE | 29 |
| Figura 25 - Resultados del mercado diario español y portugués | 30 |
| Figura 26 - Secuencia de ejecución y horizontes de aplicación de los mercados del Operador del Mercado | 31 |
| Figura 27 - Distribución de las 6 sesiones del mercado intradiario | 32 |
| Figura 28 - Ejemplo de ejecución del nuevo mercado intradiario continuo | 33 |
| Figura 29 - Distribución de las sesiones de contratación en el caso de haber 6 sesiones de subasta. | 34 |
| Figura 30 - Secuencia de ejecución y horizontes de aplicación de los principales mercados del Operador del Sistema. | 37 |
| Figura 31 - Saldos de los intercambios internacionales físicos, 2012- 2016 (GWh) | 38 |
| Figura 32 - Elementos que conforma el precio final de la electricidad. | 40 |

| | |
|--|-----|
| Figura 33 – Resultado de las liquidaciones de cierre de las actividades del sector eléctrico. | 41 |
| Figura 34 – Precio de mercado y precio final de la electricidad en España. | 42 |
| Figura 35 - Evolución de la demanda eléctrica peninsular en b.c. en los últimos 10 años (TWh) | 54 |
| Figura 36 - Evolución del crecimiento anual de la demanda eléctrica peninsular en b.c. (%) | 54 |
| Figura 37 - Variación anual de la demanda eléctrica peninsular y PIB (%) | 55 |
| Figura 38 - Componentes del crecimiento de la demanda eléctrica mensual peninsular 2017 (%) | 56 |
| Figura 39 - Composición del IRE General (%) | 57 |
| Figura 40 - IRE: Descomposición de la variación en 2017 (%) | 57 |
| Figura 41 - Demanda de energía eléctrica el martes 30 de enero de 2018 (día laborable Invierno) | 58 |
| Figura 42 - Demanda de energía eléctrica el martes 21 de agosto de 2018 (día laborable de verano) | 59 |
| Figura 43 - Ciclo semanal de la demanda eléctrica comprendida entre el 5 de febrero y el 12 de febrero de 2018. | 60 |
| Figura 44 - Ciclo mensual de la demanda de los meses de enero y febrero de 2018 | 60 |
| Figura 45 - Demanda eléctrica en sector residencial en comparación a la demanda global en un día característico de verano (Izquierda) y uno de invierno (derecha). | 61 |
| Figura 46 - Peso de los electrodomésticos en el consumo anual de electricidad. | 62 |
| Figura 47 - Estructura de consumo de energía por usos del sector residencial en España y la Unión Europea | 62 |
| Figura 48 - Mapa conceptual de la Respuesta de la Demanda en los mercados liberalizados de energía eléctrica. | 72 |
| Figura 49 - Acción de agregado de Demand Response en el mercado. | 74 |
| Figura 50 - Estado del Demand Response en los diferentes países de la Unión Europea | 79 |
| Figura 51 - Situación actual de Demand Response en Europa | 101 |
| Figura 52 - Acceso del Demand Response a los mercados | 104 |
| Figura 53 - Acceso al proveedor de servicios | 105 |
| Figura 54 – Requisitos del producto | 106 |
| Figura 55 - Medición, verificación, pagos y penalizaciones | 108 |
| Figura 56 – Categorías y posibilitadores tecnológicos del Demand Response | 112 |
| Figura 57 – Esquema tecnología Demand Response en una vivienda | 113 |
| Figura 58 – Equipamiento del Demand Response en un hogar | 115 |
| Figura 59- Cargas controlables en el sector residencial, comercial e industrial. | 118 |
| Figura 60 - El DRU (Demand Response Unit) | 118 |
| Figura 61 - Interruptor de control de carga | 119 |
| Figura 62 – Esquema redes de áreas doméstica | 119 |
| Figura 63 – Consideraciones económicas con respecto a la implementación de TIC/AMI para el agregador DR. Met: Meter, Ben: Benefit, EC: Energy Conservation.. | 123 |

| | |
|------------|---|
| ACER | Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía |
| Belpex | Belgian Power Exchange |
| BRP | Balance Responsible Party/Sujeto del Mercado/ proveedores de servicio de balance |
| DR | Demand Response |
| DSM | Demand Side Management/ Gestión de la demanda |
| EMCC | Equipos de medida, comunicación y control |
| DSO | Distribution System Operator |
| ENTSO-E | European Network of Transmission System Operators for Electricity |
| EPEX | European Power Exchange |
| ESCO | Energy Service Company |
| FCR | Frequency Containment Reserve |
| FCR-D | Frequency Controlled Disturbance Reserve |
| FCR-N | Frequency Containment Reserve – Normal operation |
| FRR-A/aFRR | Frequency Restoration Reserve – Automatic |
| FRR-M/mFRR | Frequency Restoration Reserve – Manual |
| GAD | Gestión Activa de la demanda |
| NEBEF | Notification d'Échange de Blocs d'effacement |
| PDBF | Daily Base Operating Schedule |
| REGRT | Red Europea de Gestores de Redes de Transporte |
| RR | Replacement Reserve |
| SDR | Strategic Demand Reserve |
| SEDC | Smart Energy Demand Coalition |
| SG-SCECI | Sistema de Gestión del Sistema de Comunicación, Ejecución y Control de la Interrumpibilidad |
| ToU | Time of use |
| TSO | Transmission System Operator |

1 OBJETIVO

Uno de los objetivos principales del Presente Trabajo Fin de Máster es el estudio y la revisión del estado actual del sector eléctrico español, de forma que pueda obtenerse una visión conceptual del funcionamiento de los mercados, los agentes que participan y el comportamiento general del sector.

Por otro lado, pretende facilitar una perspectiva general sobre la Respuesta de la Demanda, desde los equipos necesarios para su implementación, hasta el estudio de la situación actual en Europa, así como la elaboración de una propuesta de oferta de flexibilidad al mercado eléctrico español por parte de una zona residencial, con el fin de calcular un balance económico que permita determinar la retribución, el beneficio y el retorno de la inversión.

2 INTRODUCCIÓN

El panorama energético actual esta sufriendo notables cambios, en particular el sector eléctrico, en los últimos años ha experimentado una relevante transformación debido al auge de las energías renovables que se van abriendo paso cada vez más, impulsadas por la comunidad internacional.

Esta transformación está caracterizada por una creciente preocupación por la sostenibilidad (reducciones de CO₂ y dependencia de los combustibles fósiles), la seguridad de suministro y la competitividad de nuestro sistema energético, para que todos los consumidores puedan tener un precio asequible de la energía y favorecer la calidad de vida y la competencia en la comunidad económica europea.

En España se ha apostado fundamentalmente por la eólica cuya generación ha supuesto un 18.2 % del total de la generación en 2017 y un 19.4% hasta agosto de 2018.

En los últimos años se ha propiciado un cambio en el mix de generación donde las energías renovables tienden a desplazar el uso de las energías no renovables, las cuales producen una mayor cantidad de emisiones. Sin embargo esta progresiva sustitución, que beneficia tanto a nivel de independencia energética como a nivel de emisiones, tiene el inconveniente de la impredecibilidad, en especial de la energía eólica, y el control de la flexibilidad de la generación. Para que esto sea posible, es necesario realizar un uso de la energía conforme a esta tendencia.

Por otro lado, los sistemas de transporte y distribución deben adaptarse, y su capacidad debe ser reforzada para poder transmitir las crecientes necesidades de potencia de punta, dando lugar a una expansión ineficiente de la infraestructura eléctrica.

En este contexto, aumenta el interés entre los reguladores por la flexibilidad de la demanda como recurso indispensable y poco aprovechado para hacer frente a estos retos de una forma más económica para el sistema.

La Gestión Activa de la Demanda (GAD) Eléctrica engloba todo un conjunto de estrategias y medidas encaminadas a facilitar una mayor flexibilidad y una participación más activa de los consumidores de electricidad en los mercados eléctricos y en la operación del sistema a través de incentivos económicos. A diferencia de la Gestión de la Demanda o DSM, (por sus siglas en inglés, Demand side management) esta no tiene retribución económica aunque si ahorro.

Dado que el coste y el impacto del consumo varían en el tiempo, consumir de forma más eficiente supone no sólo reducir el consumo, sino también gestionar el consumo en el tiempo. Las medidas encaminadas a promover una gestión eficiente de la demanda eléctrica en el tiempo suelen denominarse de Gestión Activa de la Demanda.

Los programas de GAD pueden ser de muchos tipos, en función del objetivo particular que persigan (reducir el coste de la energía consumida, aliviar las congestiones en las líneas, etc.), el tipo de incentivo que utilicen para promover cambios en la demanda (compensaciones, tarifa por bloques, precio de la energía en tiempo real, etc.), el grupo de consumidores al que afecte o el nivel de automatización que se implemente pero, en esencia, todos ellos consisten en proporcionar incentivos a los consumidores para que desplacen o reduzcan puntualmente parte de su carga de forma que resulte favorable para el sistema. Esto ocasionaría en la mayoría de los casos, una disminución de la demanda en horas punta, contrarrestada por un aumento de la demanda en horas valle, con el consiguiente aplanamiento de la curva de demanda.

Para conseguir este objetivo de la modificación de la demanda eléctrica, hay que tener consciencia de la adaptación a nuevos hábitos de consumo y tener la capacidad de poder reaccionar ante cambios repentinos. Para que esto sea posible es necesario comunicaciones entre los diferentes operadores y los clientes, para poder realizar un correcto control de las diferentes cargas de consumo.

Estos proyectos se ha desarrollado en gran parte del mundo, En Europa es conocido como *Demand Response*, que literalmente traducido es Respuesta de la Demanda. En España no está actualmente

regulado, pero todo parece apuntar que en unos años tendrá que adaptarse a esta globalización y hacer más participe a la demanda en el mercado eléctrico para una gestión más eficiente de las energías.

La ventaja fundamental de este mecanismo es el aumento de la flexibilidad del lado de la demanda de electricidad lo cual es una buena oportunidad para apoyar la integración de las energías renovables, además de contribuir a la optimización de la utilización de la infraestructura de generación y transporte, y por tanto reducir la necesidad de costosas inversiones y contribuir a la seguridad del sistema.

La integración de las energías renovables requerirá un sistema de electricidad cada vez más flexible, tanto del lado de la demanda, como del lado de la generación, sin olvidar que el almacenamiento de energía eléctrica jugará también un papel fundamental

Se verá más adelante cual es la situación del *Demand Response* en Europa y la situación en la cual nos encontramos en España con respecto a este mecanismo de gestión. Así como una previsión de lo que podría ser una adaptación de esta gestión en nuestro país.

A día de hoy hay una gran distancia entre mercado mayorista y minorista de la electricidad. Esta situación hace que los consumidores no reaccionen frente a los altos precios de la electricidad. La demanda del mercado minorista no urge de la información de los precios del mercado mayorista para decidir su consumo.

En España la participación por parte de la demanda solo se ve representada por el servicio de interrumpibilidad, pero estos están destinados a grandes consumidores, ya que para participar en este programa hay que disponer de una potencia mínima de 5 MW, por lo que no está adaptado al sector residencial o consumidores individuales.

A día de hoy no es una alternativa auto-sostenible, ya que su diseño está basado en una concepción de carácter asistencial del sistema, y no como una forma de ser de la demanda; donde su actividad sea motivada por el reconocimiento de sus propios intereses. Además esta situación no permite la planificación a largo plazo de su actividad.

Esta participación debe ser diseñada en el futuro de tal forma que posibilite su sostenibilidad económica a largo plazo, de manera que por su actividad puedan apropiarse de los excedentes del consumidor, que lleven a desarrollar inversiones en recursos de gerencia y tecnologías de respuesta al precio, incluidos la generación y almacenaje distribuido de energía.

Esta participación permitiría que los consumidores pudieran reaccionar al comportamiento del precio propio de un mercado autorregulado.

La mayoría de los representantes actuales de la demanda en mercados mayoristas de electricidad (las comercializadoras), proceden de la desintegración vertical manifestada en una separación financiera y/o organizacional, de las más antiguas empresas monopolistas suministradoras de electricidad. Estos representantes en su mayoría poseen remanente de fidelidad a la marca de su empresa matriz.

Para cumplir las condiciones de tal participación de la demanda, se considera imprescindible la introducción, en la organización del mercado, de un agente con la capacidad de ser un gestor de la flexibilidad, de la eficiencia y de la tecnología de la demanda de energía. Agente que garantice una respuesta al precio del mercado y que logre agregar a clientes activos, con diferentes programas de gestión de riesgos a la exposición del precio mayorista.

Este gestor debe estar comprometido con la actividad independiente de la demanda, es decir, referenciada únicamente a sus propios intereses económicos. Así surge “el agregador” de la demanda, como un tipo de comercializador del lado de la demanda y articulador entre el mercado mayorista y el minorista de energía eléctrica.

La Respuesta de la Demanda en los mercados eléctricos es el camino ineludible para alcanzar además, de la auto-organización de los mercados liberalizados de energía, la movilización de los consumidores de la energía hacia usos de mayor eficiencia energética, guiados por la certeza de su propio beneficio económico y ambiental.

3 SISTEMA ELÉCTRICO

En este capítulo se expondrá de manera resumida el estado actual del Sistema Eléctrico y del mercado eléctrico en España, de forma que pueda obtenerse una visión general del funcionamiento de los mercados, los agentes que participan y el comportamiento general del sector.

3.1 Estructura del sistema eléctrico

Un sistema eléctrico se podría decir que es el conjunto de elementos y medios que operan de forma coordinada en un determinado territorio para satisfacer la demanda de energía eléctrica de los consumidores cumpliendo con unos determinados requisitos tanto de seguridad como de calidad.

El principal objetivo de los sistemas eléctricos de potencia es el suministro eficaz de la energía eléctrica desde las centrales en las que ésta se genera hasta el consumidor final.



Figura 1 - Actividades del sistema Eléctrico

El sistema eléctrico español se organiza en torno a 4 actividades principales, que son: la Generación, el Transporte, la Distribución y la Comercialización.

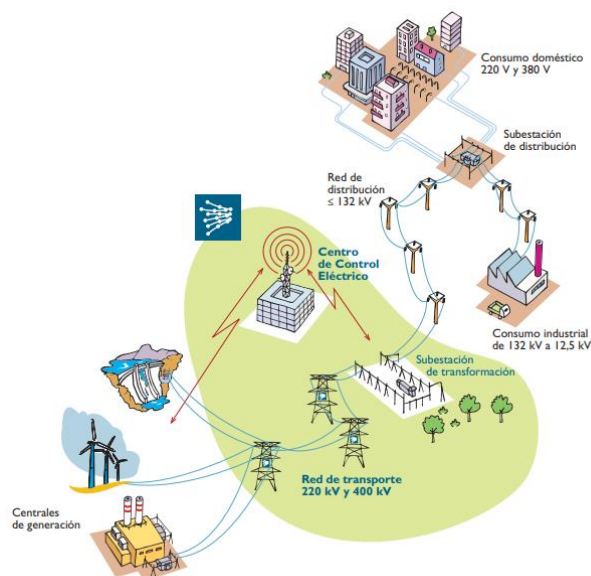


Figura 2 - Esquema del Sistema Eléctrico peninsular

La figura 2 representa el funcionamiento básico del sistema eléctrico español. Desde los puntos de generación de energía eléctrica transformada en alta tensión, se transporta a través de las instalaciones eléctricas hasta los centros de consumo.

3.1.1 Generación

La llevan a cabo las centrales eléctricas, que son aquellos organismos que generan energía eléctrica a partir de un determinado recurso energético, que venden después en el mercado eléctrico. Esta energía se genera a partir de la transformación de los distintos tipos de recursos energéticos de origen primario, que pueden ser de origen fósil, como el carbón o el petróleo, o de origen renovable, como el sol o el viento.

Existen numerosos tipos de centrales en función de su fuente de energía. La principal diferencia entre los distintos tipos reside en su capacidad de producción de energía y en su eficiencia de obtención de energía a partir del recurso primario.

Generalmente estas centrales se suelen situar cerca de los puntos de abastecimiento del tipo de fuente de energía primaria que emplean para la producción de energía eléctrica.

A la hora de hablar de generación, es importante entender la diferencia entre potencia instalada y energía producida. Potencia instalada es la cantidad de energía eléctrica que se podría producir en el caso de que estuviesen funcionando, a pleno rendimiento, todas las centrales eléctricas. Por otro lado, la energía producida es la energía real producida por las centrales eléctricas en un determinado periodo de tiempo, día, semana, mes o año.

La generación de energía eléctrica en el sistema peninsular, que representa casi el 95 % de la generación total nacional, se ha estabilizado en 2017 en 248.424 GWh. Las variaciones más significativas respecto al año anterior las registra la generación hidráulica que se redujo en un 49,1 %, mientras que los ciclos combinados y el carbón aumentaron su producción un 31,8 % y un 21,0 %, respectivamente.

La generación de energía eléctrica en los sistemas no peninsulares (14.221 GWh) aumentó un 3,2 % respecto al año anterior en 2016.

En la figura 3 podemos observar la evolución desde el 2008 de cómo ha variado la generación renovable con respecto a la no renovable.

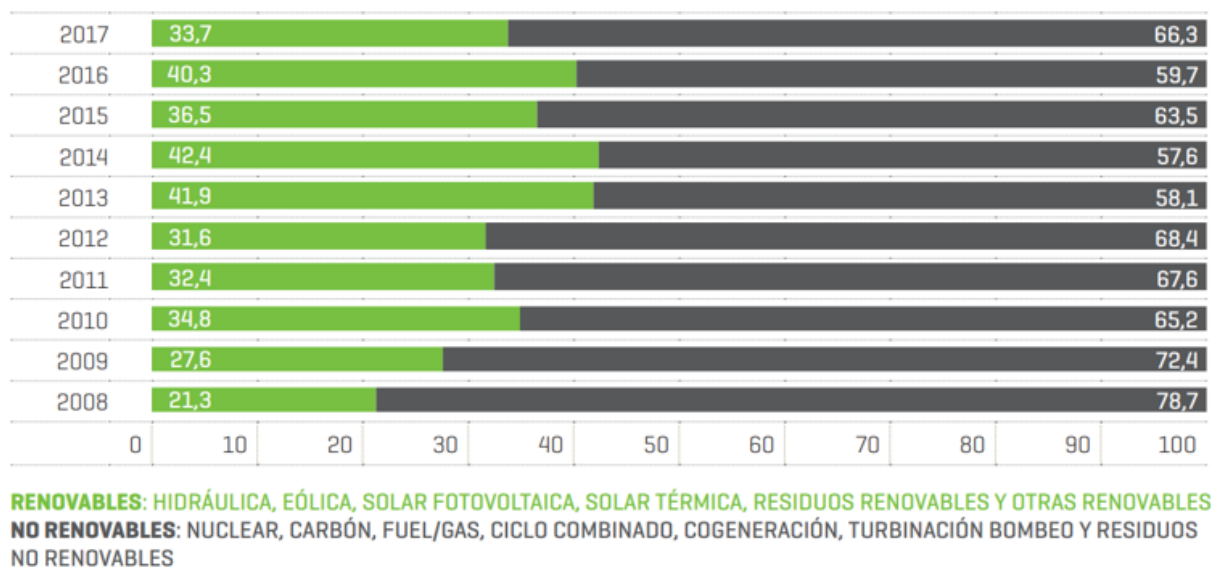


Figura 3 - Evolución de la generación eléctrica renovable y no renovable peninsular (%)

En cuanto al balance de generación por tipo de energía, al contrario que en 2016, las energías renovables redujeron su cuota en la estructura de la generación eléctrica peninsular al 33,7 % (40,3 % en 2016), como consecuencia del impacto de la sequía sobre la producción hidráulica que ha registrado el valor más bajo desde el año 2005. Como contrapartida, las energías no renovables aumentaron su participación al 66,3 % (59,7 % en 2016).

Tabla 1. Balance eléctrico anual nacional (GWh)

| | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|--|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| Hidráulica | 39.182 | 28.383 | 36.115 | 18.449 | 27.984 |
| Turbinación bombeo | 3.416 | 2.895 | 3.134 | 2.249 | 1.517 |
| Nuclear | 54.781 | 54.662 | 56.022 | 55.540 | 39.930 |
| Carbón | 43.246 | 52.616 | 37.314 | 45.021 | 26.732 |
| Fuel + Gas | 6.242 | 6.484 | 6.755 | 7.001 | 5.092 |
| Ciclo combinado ⁽²⁾ | 24.781 | 29.027 | 29.006 | 37.066 | 20.444 |
| Hidroeléctrica | 1 | 8 | 18 | 20 | 21 |
| Eólica | 51.032 | 48.118 | 47.697 | 47.907 | 36.275 |
| Solar fotovoltaica | 8.208 | 8.244 | 7.977 | 8.397 | 6.314 |
| Solar térmica | 4.959 | 5.085 | 5.071 | 5.348 | 3.944 |
| Térmica renovable ⁽⁵⁾ /Otras renovables | 3.816 | 3.433 | 3.426 | 3.610 | 2.663 |
| Cogeneración y resto ⁽⁵⁾ /Cogeneración | 24.153 | 25.201 | 25.909 | 28.212 | 21.451 |
| Residuos no renovables | 1.966 | 2.480 | 2.607 | 2.608 | 1.817 |
| Residuos renovables | 678 | 818 | 785 | 877 | 641 |
| Generación | 266.461 | 267.454 | 261.836 | 262.305 | 194.825 |
| Consumos en bombeo | -5.386 | -4.512 | -4.828 | -3.608 | -2.443 |
| Saldo intercambios internacionales ⁽⁴⁾ | -3.406 | -133 | 7.658 | 9.169 | 10.301 |
| Demanda transporte (b.c.) | 257.669 | 262.808 | 264.666 | 267.866 | 202.683 |

⁽¹⁾ Asignación de unidades de producción según combustible principal.

⁽²⁾ Incluye funcionamiento en ciclo abierto.

⁽⁴⁾ Valor positivo: saldo importador; valor negativo: saldo exportador.

⁽⁵⁾ Hasta 2010 e incluye residuos.

Para el año 2018 valores acumulados hasta septiembre de 2018.

Datos definitivos hasta el 31/03/2017. Datos provisionales del 01/04/2017 al 31/08/2018.

En la Tabla 1 se puede observar el Balance eléctrico desde el 2014 hasta la actualidad donde puede apreciarse los GWh según la tecnología de generación, así como ha variado el total de GWh generados a los largo de estos últimos años. Concluyendo que desde hace el 2014 se ha mantenido una generación constante, produciéndose una reducción significativa en la generación hidráulica y habido importado más energía en los tres últimos años.

En cuanto al año 2017 el parque generador de energía eléctrica del sistema peninsular ha descendido ligeramente respecto al año anterior al registrar una potencia instalada de 98.877 MW, un 0,6 % menos que a finales de 2016. En la Tabla 2 se puede apreciar un descenso en la energía nuclear debido mayoritariamente al cierre definitivo de la central nuclear Santa María de Garoña de 455 MW, una instalación que permanecía inactiva desde finales de 2012.

Tabla 2. Potencia instalada nacional (MW)

| | 2016 | 2017 | 2018 |
|---|----------------|----------------|----------------|
| Hidráulica convencional y mixta | 17.035 | 17.032 | 17.051 |
| Bombeo puro | 3.329 | 3.329 | 3.329 |
| Hidráulica | 20.363 | 20.360 | 20.379 |
| Nuclear | 7.573 | 7.117 | 7.117 |
| Carbón | 10.004 | 10.004 | 10.004 |
| Fuel + Gas | 2.490 | 2.490 | 2.503 |
| Ciclo combinado | 26.670 | 26.670 | 26.284 |
| Hidroeléctrica | 11 | 11 | 11 |
| Resto hidráulica ⁽¹⁾ | - | - | - |
| Eólica | 23.052 | 23.132 | 23.260 |
| Solar fotovoltaica | 4.686 | 4.687 | 4.705 |
| Solar térmica | 2.304 | 2.304 | 2.304 |
| Térmica renovable/Otras renovables ⁽²⁾ | 857 | 858 | 864 |
| Térmica no renovable/Cogeneración y resto/Cogeneración ⁽³⁾ | 5.994 | 5.828 | 5.827 |
| Residuos no renovables ⁽⁴⁾ | 497 | 497 | 497 |
| Residuos renovables ⁽⁴⁾ | 162 | 162 | 162 |
| Total | 104.664 | 104.122 | 103.918 |

⁽¹⁾ Incluye todas aquellas unidades menores de 50 MW que no pertenecen a ninguna unidad de gestión hidráulica (UGH).

⁽²⁾ Otras renovables incluyen biogás, biomasa, hidráulica marina y geotérmica. Los valores de potencia incluyen residuos hasta el 31/12/2014.

⁽³⁾ Los valores de potencia incluyen residuos hasta el 31/12/2014.

⁽⁴⁾ Potencia incluida en térmica renovable y térmica no renovable/cogeneración y resto/cogeneración hasta el 31/12/2014.

En el conjunto del territorio nacional que engloba el sistema peninsular y los sistemas no peninsulares, la potencia instalada descendió por segundo año consecutivo, finalizando el año 2017 en 104.122 MW, un 0,5 % menos que en 2016. Del total de la potencia instalada, el 46,3 % corresponde a instalaciones de energía renovable y 53,7 % a tecnologías no renovables.

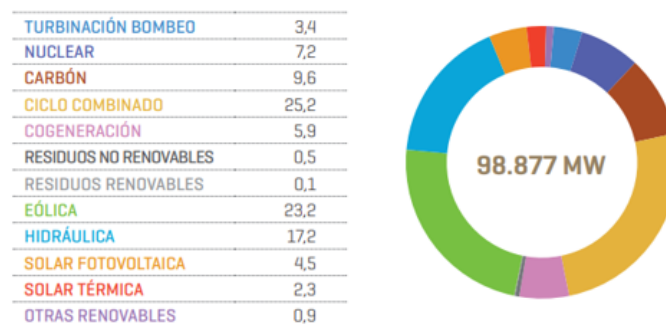


Figura 4 - Potencia eléctrica instalada a 31.12.2017 (%). Sistema peninsular

En el sistema peninsular la mayor capacidad de generación la tienen los ciclos combinados, seguidos de la eólica y la hidráulica con un total de 98.877 MW de potencia instalada.

A continuación podemos observar en la figura 5 como ha ido evolucionando el parque de generación en la última década.

El parque de generación de energía eléctrica en España se caracteriza por un alto nivel de diversificación: el 25 % de la potencia instalada en 2016 se corresponde con ciclos combinados, el 22 % con energía eólica, el 19 % con hidráulica y el 10 % con carbón. La nuclear representa el 7 %, la cogeneración el 6 % y 7 % la solar térmica y fotovoltaica

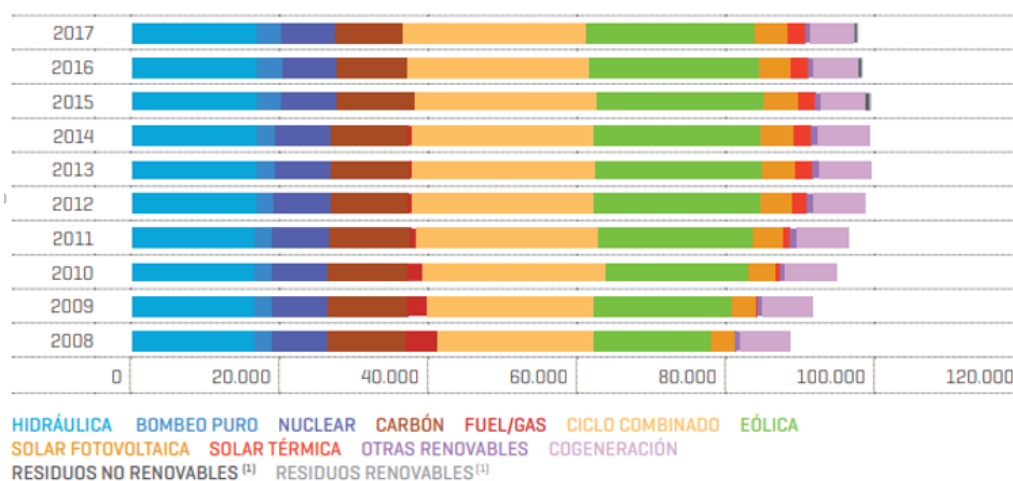


Figura 5 - Evolución de la estructura de potencia eléctrica instalada peninsular (MW)

El índice de cobertura mínimo peninsular, se ha situado en 2017 en 1,27, valor inferior al de los siete años anteriores. Se puede observar en la figura 6 la evolución del índice de cobertura desde el 2008

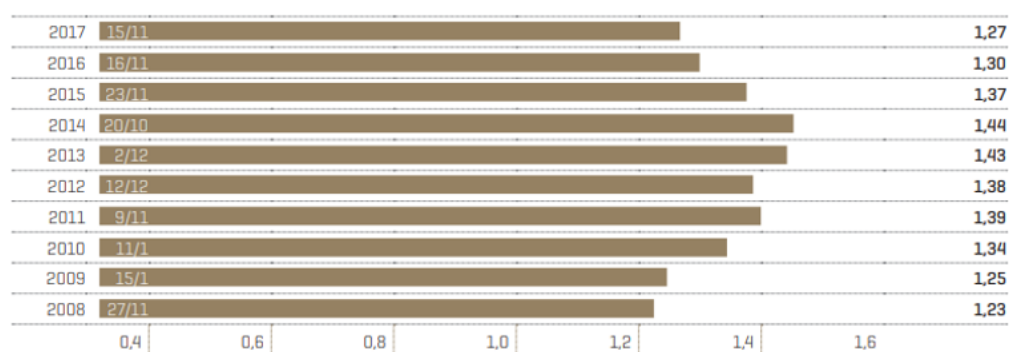


Figura 6 - Evolución del índice de cobertura mínimo peninsular

El índice de cobertura mínimo es definido como el valor mínimo de la relación entre la potencia disponible en el sistema y la punta de potencia demanda al sistema,

$$IC_{\min} = \min (Pd/Ps)$$

ICmin: Índice de cobertura mínimo

Pd: Potencia disponible en el sistema

Ps: Punta de potencia demandada al sistema

Integración de Energías Renovables

El objetivo de numerosos países es el de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, y para ello es necesario la reducción del uso de los combustibles fósiles, sustituyéndolos por energías de origen renovable.

Las centrales de generación de energía eléctrica mediante fuentes de energía de origen fósil o nuclear, tienen la gran ventaja, respecto a las de origen renovable, de tener la capacidad de predecir con antelación la cantidad de energía que van a producir.

Sin embargo, las energías de origen renovable, no tienen esta capacidad, ya que dependen de las condiciones climáticas. Por ejemplo, en un año de sequías la producción de energía hidráulica se ve muy perjudicada, o un día con poco viento afecta a la generación de energía eólica. Es decir, un inconveniente de este tipo de generación es que no se pueden prever sus resultados con exactitud, lo que supone un problema para el sistema eléctrico.

A pesar del carácter intermitente de las energías renovables, estas tienen numerosas ventajas, entre las que destacan que es un tipo de energía que se obtiene de fuentes naturales que son virtualmente inagotables (ya que el viento o el sol, a pesar de ser variables, son una fuente de energía ilimitada) y que son energías limpias, no producen emisiones de gases de efecto invernadero, así como no producen residuos.

Otra característica importante de las energías renovables es que los recursos están disponibles localmente, es decir, conlleva a una menor dependencia de recursos energéticos para aquellos países con escasez de los mismos.

Por estos motivos, en España, así como en la mayoría de países del mundo, se está intentando integrar en los sistemas eléctricos la mayor cantidad de energía de origen renovable posible. Para controlar la variabilidad de este tipo de energías, y poder integrarlas en el sistema eléctrico español con unas condiciones de seguridad óptimas, en España Red Eléctrica de España (REE) ha creado un centro de control denominado como “CECRE”, centro de control de energías renovables, para controlar la generación de los productores de energías renovables y de este modo poder integrarlas al sistema eléctrico español.

Como se ha dicho anteriormente la contribución de las energías renovables a la generación eléctrica peninsular ha registrado el dato más bajo de los últimos cinco años, reduciendo su cuota en la generación eléctrica de 2017 al 33,7 %, frente al 40,3 % en 2016. Este notable descenso es consecuencia del impacto de la extrema sequía sobre la producción hidráulica que ha registrado una caída del 49,1 % respecto al año anterior.

La baja producción de energía hidráulica ha tenido un impacto directo en el mix de generación peninsular, provocando un aumento del uso de plantas generadoras que utilizan combustibles fósiles como energía primaria. Estas instalaciones no renovables han cubierto la disminución de la producción de energía hidráulica, impulsadas sobre todo por el aumento de producción de las centrales de ciclo combinado y de carbón.

En sentido contrario al comportamiento de la energía renovable, las plantas generadoras que utilizan combustibles fósiles como energía primaria han aumentado su producción respecto al año anterior.

En 2016 se consiguió un descenso de la generación no renovable debido al descenso de las centrales de carbón, pero en 2017 ha vuelto a aumentar.

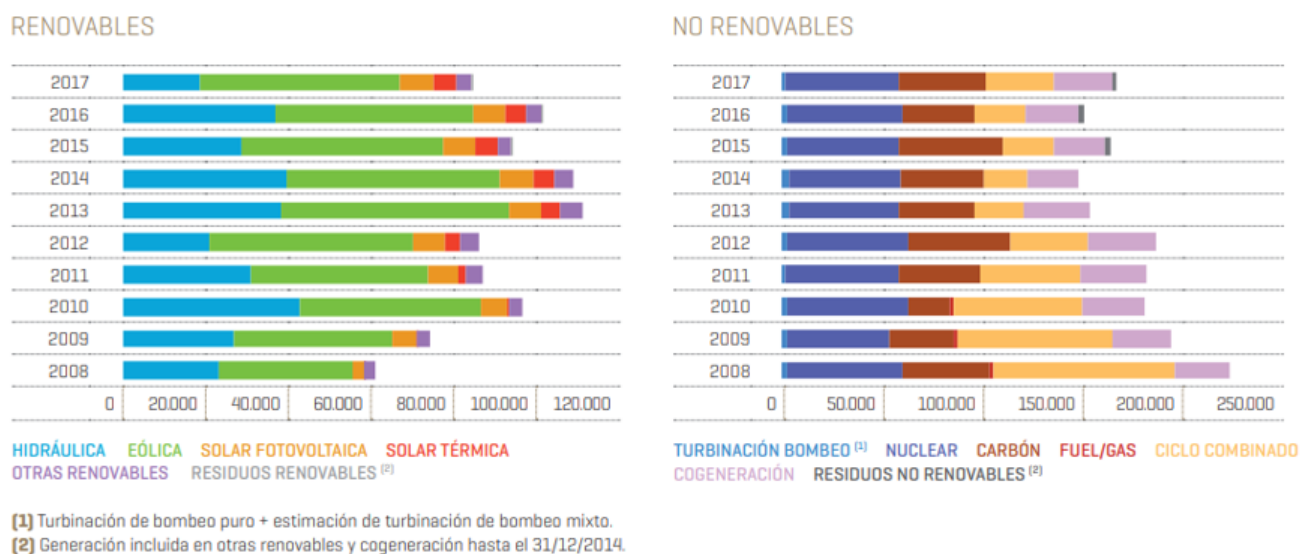


Figura 7 - Evolución de la producción de energía eléctrica renovable y no renovable peninsular (GWh)

En el conjunto de 2016 la producción renovable peninsular fue de 99.783 GWh, lo que represento en términos de variación anual un incremento del 7,8% con respecto al 2015. Este crecimiento de la producción renovable contrasta con las caídas que se produjeron en los dos años anteriores, un 13,4% en 2015 y un 1,3% en 2014.

La producción renovable peninsular en 2017 ha descendido un 16,5 % respecto al año anterior, situándose en 83.526 GWh, valor similar al registrado hace cinco años.

Estas variaciones se explican principalmente por la elevada variabilidad que caracteriza a las energías de origen renovable. La menor generación renovable en 2017 está relacionada, como se ha indicado anteriormente, por el importante descenso de producción hidráulica que se ha reducido prácticamente a la mitad de la registrada el año anterior debido a la fuerte sequía por las bajas precipitaciones producidas en el conjunto de España.

La producción eólica peninsular de 2017 se situó en 47.498 GWh, un 0,4 % superior a la registrada el año anterior. Este incremento se produce principalmente en el último trimestre del año, cuando esta tecnología generó un 44,2 % más que en el mismo trimestre del 2016. Además, la eólica sigue siendo la tecnología renovable de mayor relevancia en el sistema peninsular, representando el 56,9 % de las renovables en 2017, un peso muy superior al 47,3 % que tuvo en 2016. La contribución de este tipo de generación contribuye con un peso del 19,1% de la producción, únicamente por detrás de la energía nuclear.

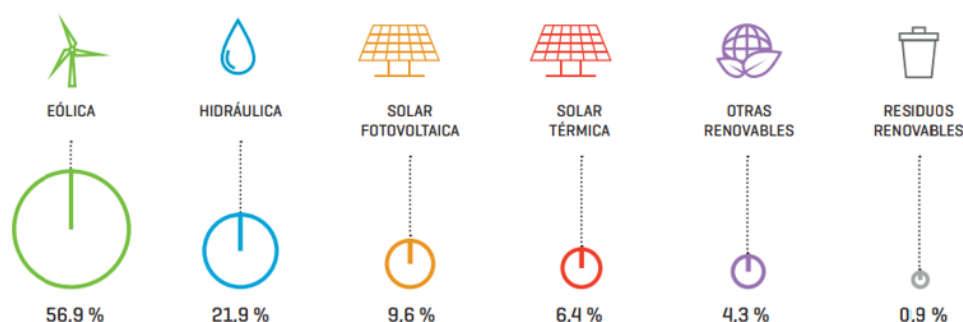


Figura 8 - Estructura de la generación anual de energía eléctrica renovable peninsular 2017 (%)

La **producción hidráulica** peninsular en 2017 alcanzó los 18.361 GWh, lo que supone un descenso del 49,1 % respecto al año anterior y una aportación a la estructura de la generación peninsular del 7,4 %, la contribución más baja desde 2005 cuando la hidráulica tuvo un peso en el mix eléctrico del 7,2 %. En 2017 el total generado por las centrales hidráulicas situó a esta tecnología como la sexta fuente de generación, mientras que el año anterior fue la tercera con un peso del 14,5 % en el total peninsular.

Las instalaciones **solares fotovoltaicas** del sistema peninsular produjeron 7.988 GWh, lo que supone un incremento del 5,4 % respecto a 2016 y una aportación del 3,2 % a la estructura de generación peninsular.

Por lo que respecta a la **solar térmica** peninsular, en 2017 se generaron 5.348 GWh con esta tecnología, lo que representa un aumento del 5,5 % respecto al año anterior y una contribución del 2,2 % en la producción total peninsular.

Ambas tecnologías solares, han batido registros históricos de producción anual, superando los valores máximos anteriores de 7.918 GWh y 5.085 GWh alcanzados en 2013 y 2015, respectivamente.

También la producción de **otras renovables** (biogás, biomasa, hidráulica marina y geotérmica) ha crecido un 5,5 % en 2017 respecto al año anterior y su peso en el mix de generación peninsular ha sido del 1,5 %.

Energías no Renovables

Las energías no renovables del sistema peninsular registraron en 2017 una generación de 164.898 GWh, un 11,1 % superior a la de 2016. Este aumento contrasta con el descenso del 8,1 % experimentado en 2016 y ha tenido como consecuencia un aumento de su aportación a la generación total peninsular en 6,6 puntos porcentuales, alcanzando en 2017 un peso del 66,3 %, frente al 59,7 % de 2016.

Dentro de las energías no renovables, la nuclear generó en 2017 un total de 55.609 GWh, un 0,9 % menos que el año anterior. A pesar de este descenso, las centrales nucleares han sido por séptimo año consecutivo la primera fuente de generación peninsular (en 2013 compartió el liderazgo con la eólica). En 2017, alcanzaron

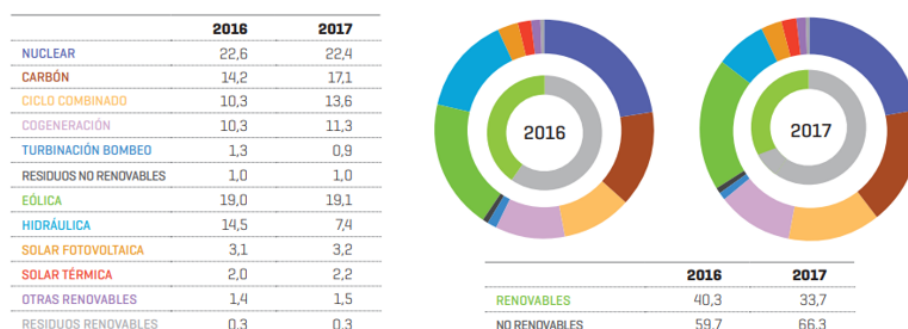


Figura 9 - Estructura de la generación eléctrica peninsular en 2016 y 2017 (%)

Por lo que respecta a las centrales de carbón peninsulares, en 2017 generaron 42.593 GWh, un 21,0 % más que el año anterior.

Cabe destacar que en junio y noviembre el carbón fue la tecnología con mayor peso en la estructura de generación mensual, con el 20,5 % y el 21,6 %, respectivamente. En el cómputo anual las centrales de carbón han sido la tercera fuente de producción en 2017, con un incremento de 2,9 puntos en su participación en la estructura de generación peninsular, pasando de un 14,2 % en 2016 al 17,1 % del 2017.

El coeficiente de utilización nuclear (relación entre la producción real y la que habría podido alcanzar si las centrales hubieran funcionado a su potencia nominal durante todo el tiempo que han estado disponibles) ha sido del 98,5 %.

El coeficiente de utilización del carbón durante el 2017 se situó en el 56,9 %, frente al 48,5 % del año anterior

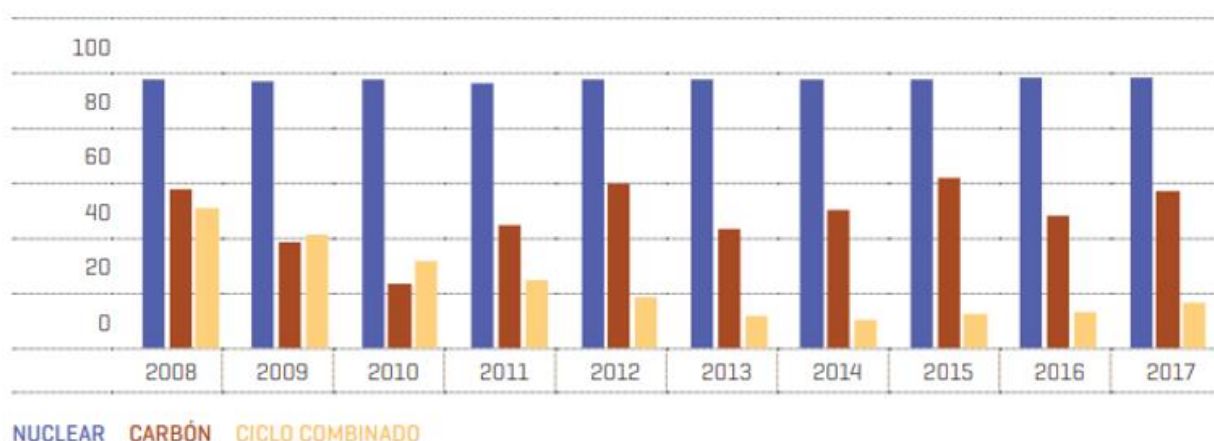


Figura 10 - Coeficiente de utilización de las centrales térmicas peninsulares (%)

La producción peninsular de los ciclos combinados creció por tercer año consecutivo, alcanzando los 33.855 GWh, lo que ha significado un incremento del 31,8 %, siendo la tecnología con mayor crecimiento anual registrado en el sistema peninsular.

Emisiones de CO₂

Han aumentado las emisiones de CO₂ derivadas de la generación eléctrica nacional por la menor aportación de las energías renovables.

La composición del mix de producción condiciona las variaciones de las emisiones de CO₂ asociadas a la generación de energía eléctrica.

Así, el importante descenso de la generación con carbón en el sistema peninsular en 2016 contribuyó a situar el nivel de emisiones nacionales en la cifra más baja de los últimos diez años, concretamente en 63,5 millones de toneladas, un 43,1% menor que el de 2007.

En 2017 la menor generación renovable se ha visto compensada por una mayor producción de las centrales de carbón y ciclos combinados lo que ha tenido como consecuencia un incremento de las emisiones de CO₂ del 17,9 % respecto al año anterior. De esta forma, las emisiones de CO₂ del sistema eléctrico español en 2017 alcanzaron los 74,9 millones de toneladas, de las cuales el 57,3 % están asociadas a la producción con carbón y el 20,1 % se relacionan con los ciclos combinados.

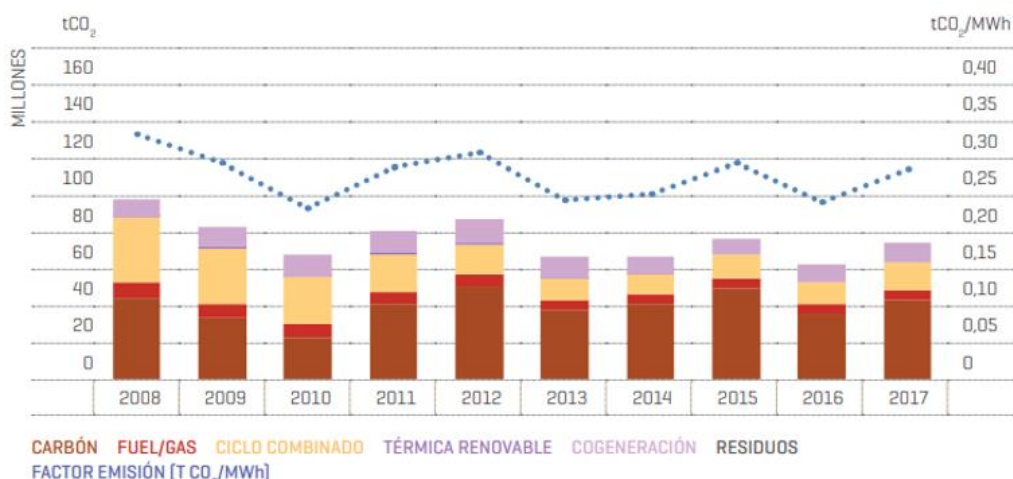


Figura 11 - Emisiones y factor de emisión de CO₂ asociado a la generación de energía eléctrica nacional

Intercambios internacionales

La interconexión de dos sistemas eléctricos conlleva una serie de ventajas para los sistemas eléctricos interconectados. Entre ellas podemos destacar el aumento de seguridad de suministro entre los sistemas al facilitarse las funciones de apoyo entre los mismos, la posibilidad de establecer intercambios comerciales de energía que permitan aprovechar las diferencias de precios entre los sistemas eléctricos interconectados y el aumento de la competencia en el mercado nacional fruto de la incorporación de agentes procedentes de los sistemas vecinos.

El volumen de energía programada a través de las interconexiones alcanzó los 36.473 GWh, valor un 10,4 % superior a 2016. Se programaron 13.649 GWh de exportación (un 7,6 % más que el año anterior) y 22.824 GWh de importación (un 12,2 % superiores a 2016). Al igual que en el año anterior, el saldo neto vuelve a ser importador con un valor de 9.175 GWh, un 19,8 % superior al del año 2016.

En la Figura 12 se puede observar cómo ha ido evolucionando el volumen de interconexión de España con los países vecinos así como el saldo neto.

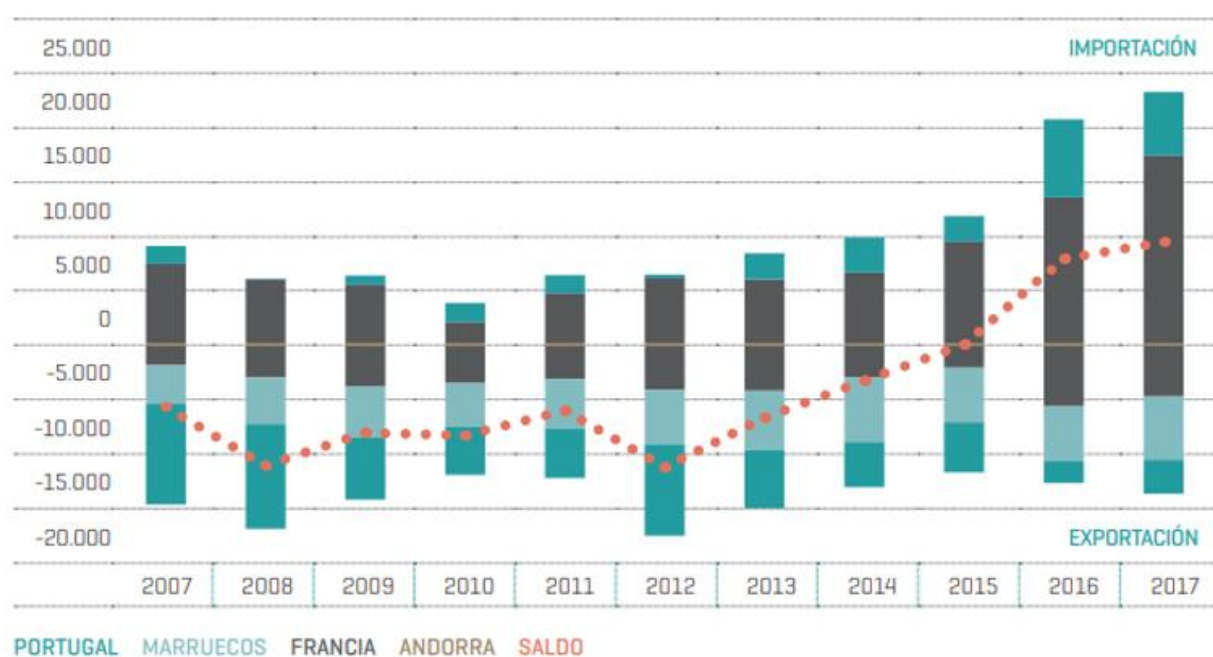


Figura 12 - Evolución anual de los intercambios internacionales programados (GWh)

En la Figura 13 se muestran cuáles fueron los intercambios de energía que se produjeron en el año 2017 en las interconexiones entre España, Portugal, Francia y Marruecos.

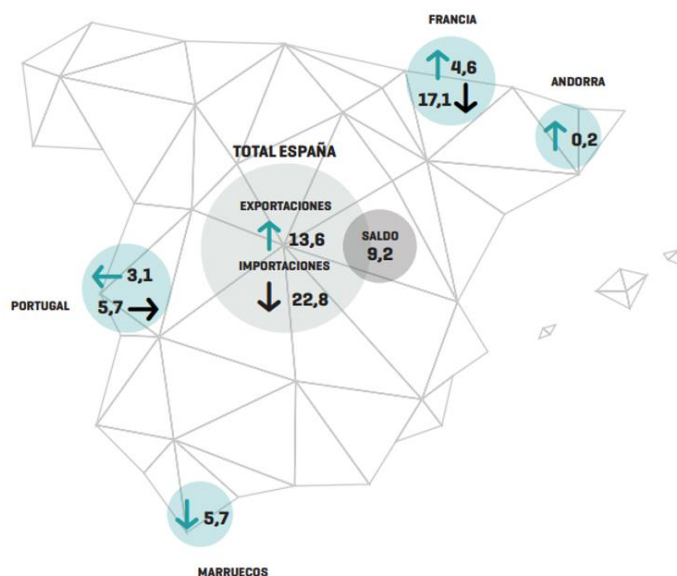


Figura 13 - Intercambios internacionales de energía eléctrica programados por interconexión 2017 (TWh)

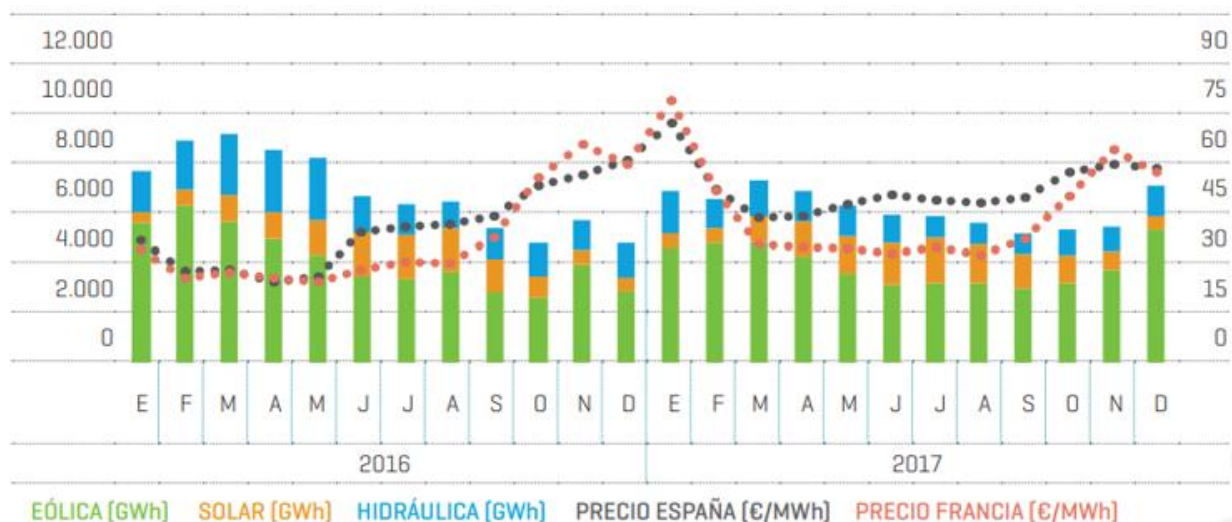


Figura 14 - Generación renovable en España y precios del mercado diario (GWh/€MWh)

En la Figura 14 se puede observar como en el año 2017, la escasa hidraulicidad y una menor eolicidad provocaron una menor participación de las energías renovables en la estructura de la generación del mercado diario y, se observaron por ello, mayores diferenciales de precios entre los sistemas eléctricos de Francia y de España.

3.1.2 Transporte

La conexión entre los centros de generación eléctrica y los puntos de consumo se realiza a través de las redes eléctricas. Dependiendo de la potencia que transporten dichas redes, éstas tienen un determinado nivel de tensión, que permite que se minimicen las pérdidas de energía en el transporte de la energía. Las redes encargadas de transportar mucha potencia tienen tensiones de 220 kV o 400 kV, se denominan redes de transporte y constituyen las grandes autopistas eléctricas. Los niveles inferiores de tensión están asociados a la distribución de la electricidad hasta el consumidor final.

Es competencia del operador del sistema que en nuestro país es Red Eléctrica España, REE. Es la entidad encargada de la gestión técnica de la red y tiene como misión garantizar la continuidad del suministro eléctrico y de coordinar el sistema de producción y transporte.

Dentro de sus atribuciones, es responsable de planificar el desarrollo de la red de transporte, en distintos horizontes temporales que van desde 2 años a 20 años. El Ministerio de Industria y Turismo aprueba el plan de desarrollo de la red para el período considerado, el cual será de obligado cumplimiento. La retribución establecida para el transportista tiene por objetivo cubrir los costes de dicha actividad (costes de inversión, mantenimiento y operación de las redes) e incentivar la gestión óptima de la red (minimizando las indisponibilidades).

La red de transporte de energía eléctrica en España ha continuado su desarrollo con la puesta en servicio de instalaciones que refuerzan la fiabilidad de la red, favorecen la evacuación de energía renovable y desarrollan las interconexiones entre sistemas eléctricos, con el objetivo fundamental de garantizar la seguridad del suministro. La red de transporte en España tiene una longitud total de 43.930 kilómetros de circuito y 5.719 posiciones. Asimismo, la capacidad instalada de transformación nacional se elevó a 86.654 MVA.

| | 400 kV | ≤220 kV | | | Total |
|-----------------------------|---------------|---------------|--------------|--------------|---------------|
| | Península | Península | Baleares | Canarias | |
| Total líneas [km] | 21.728 | 19.039 | 1.808 | 1.355 | 43.930 |
| Líneas aéreas [km] | 21.611 | 18.264 | 1.089 | 1.080 | 42.045 |
| Cable submarino [km] | 29 | 236 | 540 | 30 | 835 |
| Cable subterráneo [km] | 88 | 539 | 179 | 245 | 1.051 |
| Transformación [MVA] | 80.208 | 613 | 3.273 | 2.560 | 86.654 |

Figura 15 - Instalaciones de la red de transporte de energía eléctrica en España en los últimos años.



Figura 16 - Evolución de la red de transporte de energía eléctrica en España (km de circuito)

Entre los proyectos en desarrollo, destacan las actuaciones llevadas a cabo en la interconexión con Francia por su importancia para la integración de los mercados de la energía. En ese sentido, es relevante la puesta en servicio del desfasador de Arkale que contribuirá a favorecer los flujos de intercambio con el suroeste de Europa y los avances del proyecto de nueva interconexión con Francia por el golfo de Vizcaya, cuya puesta en

servicio está prevista para 2025.

En Andalucía, han continuado los trabajos para aumentar la capacidad de una buena parte de la red de 220 kV de esta comunidad, que permitirán reducir las sobrecargas que se vienen produciendo y los consiguientes redespachos de generación necesarios para eliminarlas. Las líneas afectadas han sido: Don Rodrigo-Quintos 220 kV, Rocío-Torrearenillas 220 kV y Alcores-Gazules 220 kV.

3.1.2.1 Interconexiones Internacionales

En el caso del sistema eléctrico europeo son estas interconexiones las que le convierten no solo en el mayor, sino en el sistema más robusto y seguro del mundo. La importancia de las interconexiones eléctricas es aún mayor para países periféricos, como España, para los que este tipo de infraestructuras se convierte en pieza esencial para el desarrollo de un sistema eléctrico adecuado que garantice sus necesidades de suministro, en términos de cantidad y calidad, presentes y futuras.

Se ha continuado trabajando en proyectos de interconexión con Europa, por su gran influencia en la mejora de la calidad y seguridad de suministro del sistema eléctrico español y la integración de las energías renovables. Estos proyectos van dirigidos a que en el 2030 el sistema eléctrico español disponga de un 15 % de capacidad de interconexión respecto a la potencia instalada en nuestro país, un hito prioritario en el ámbito comunitario, ya que constituye un aspecto esencial para la integración del mercado único europeo.

Beneficios de las interconexiones:

- Contribuyen a la seguridad del suministro, facilitando funciones de apoyo entre sistemas vecinos. Las interconexiones son el respaldo instantáneo más significativo a la seguridad de suministro.
- Aportan mayor estabilidad y garantía de la frecuencia en los sistemas interconectados.
- Proporcionan un mejor aprovechamiento de las energías renovables.
- Facilitan los intercambios comerciales de energía, aumentando la competencia al aprovechar las diferencias de precios de la energía en los sistemas eléctricos interconectados. Las interconexiones juegan un papel fundamental en el llamado Mercado Interior de la Electricidad en Europa (MIE), que busca integrar el conjunto de los mercados existentes a día de hoy en la Unión Europea en un solo mercado.

Este año se ha puesto en servicio un desfasador de 550 MVA en la línea de interconexión Arkale-Argia 220 kV. Se trata de un elemento que actúa como un controlador del flujo de potencia posibilitando un mejor reparto de la energía y con ello un mayor uso de la interconexión. Este proyecto ha sido clave para aumentar la capacidad de intercambio con Europa y la seguridad de suministro.

Tabla 3. Intercambios internacionales físicos anuales por frontera (GWh)

| | | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|-----------------------------|--------------|---------------|---------------|----------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Entradas | Andorra | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | Francia | 1.983 | 3.987 | 4.911 | 4.879 | 5.963 | 9.131 | 12.135 | 15.564 | 12.953 |
| | Portugal | 3.189 | 3.930 | 2.871 | 5.323 | 6.345 | 5.811 | 9.702 | 8.190 | 6.458 |
| | Marruecos | 34 | 16 | 5 | 1 | 3 | 14 | 8 | 8 | 36 |
| | Total | 5.206 | 7.932 | 7.786 | 10.204 | 12.310 | 14.956 | 21.845 | 23.763 | 19.447 |
| Salidas | Andorra | 264 | 306 | 286 | 287 | 235 | 264 | 278 | 233 | 129 |
| | Francia | 3.514 | 2.463 | 3.028 | 3.171 | 2.395 | 1.807 | 4.334 | 3.099 | 1.933 |
| | Portugal | 5.823 | 6.744 | 10.768 | 8.100 | 7.247 | 8.077 | 4.616 | 5.505 | 3.907 |
| | Marruecos | 3.937 | 4.510 | 4.904 | 5.377 | 5.839 | 4.941 | 4.959 | 5.756 | 3.177 |
| | Total | 13.539 | 14.023 | 18.986 | 16.936 | 15.716 | 15.089 | 14.187 | 14.594 | 9.146 |
| Saldo ⁽¹⁾ | Andorra | -264 | -306 | -286 | -287 | -235 | -264 | -278 | -233 | -129 |
| | Francia | -1.531 | 1.524 | 1.883 | 1.708 | 3.567 | 7.324 | 7.802 | 12.465 | 11.020 |
| | Portugal | -2.634 | -2.814 | -7.897 | -2.777 | -903 | -2.266 | 5.086 | 2.685 | 2.551 |
| | Marruecos | -3.903 | -4.495 | -4.900 | -5.376 | -5.836 | -4.927 | -4.951 | -5.748 | -3.141 |
| | Total | -8.333 | -6.090 | -11.200 | -6.732 | -3.406 | -133 | 7.658 | 9.169 | 10.301 |

⁽¹⁾ Valor positivo: saldo importador; Valor negativo: saldo exportador.

Datos a 31 de diciembre. Para el año 2018 datos a septiembre de 2018.

España tiene un nivel "insuficiente" de interconexiones eléctricas con el resto de la Unión Europea (UE) que se limita a una cota del 5,8 %, frente al objetivo del 10 % fijado para 2020 por la Comisión Europea, que ha incluido seis iniciativas españolas en su lista de proyectos prioritarios de financiación.

Sigue estando insuficientemente conectada con el mercado eléctrico de la UE y no puede cosechar los beneficios de un mercado interno europeo efectivo y real.

Bruselas aspira a alcanzar una capacidad mínima del 10 % con respecto a la capacidad instalada en su sistema en todos los Estados miembros de la UE en 2020, objetivo que elevará al 15 % para 2030.

En 2016, el volumen de energía intercambiada por España a través de los programas de intercambio con otros países se situó en 36.032 GWh, de las cuales se exportaron 14.187 GWh y se importaron 21.845 GWh, lo que supuso un saldo neto importador, el primero desde 2003, de 7.658 GWh, es decir, compramos energía eléctrica a otros países, en un contexto de capacidad de generación superior a la demanda punta.

3.1.2.2 Calidad del Servicio

Los indicadores de calidad de servicio mostraron un año más el elevado grado de seguridad y calidad de la red de transporte al situarse en valores mucho más favorables que los de referencia establecidos en la normativa vigente. Los indicadores básicos de calidad global según el Real Decreto 1955/2000 son la Energía No Suministrada (ENS), el Tiempo de Interrupción Medio (TIM) y el Índice de Disponibilidad de la red de transporte (ID).

En el sistema eléctrico peninsular se registraron trece interrupciones de suministro en 2017, un 13,3 % menos que en 2016. Este descenso se ha reflejado en la ENS que ha disminuido respecto al año anterior (60 MWh en 2017 frente a 78 MWh en 2016). El principal incidente se produjo en Mesón-Dumbría 400 kV con una ENS de 23 MWh. Por su parte, el TIM con un valor de 0,13 minutos (0,16 minutos en 2016), se situó muy por debajo del valor de referencia de 15 minutos que establece el artículo 26.2 del Real Decreto 1955/2000.

| | ENS (MWh) | | | TIM (minutos) | | |
|---------------------------|-----------|-----------|-----------|---------------|-------------|-------------|
| | Península | Baleares | Canarias | Península | Baleares | Canarias |
| 2013 | 1.156 | 81 | 72 | 2,47 | 7,50 | 4,38 |
| 2014 | 204 | 13 | 148 | 0,44 | 1,21 | 9,04 |
| 2015 | 53 | 29 | 150 | 0,11 | 2,66 | 9,08 |
| 2016 | 78 | 0,3 | 457 | 0,16 | 0,03 | 27,45 |
| 2017⁽¹⁾ | 60 | 33 | 47 | 0,13 | 2,88 | 2,75 |

ENS: Energía no suministrada. TIM: Tiempo de interrupción medio.

Tiempo de interrupción medio [TIM] = Energía no suministrada [ENS] / Potencia media del sistema

Figura 17 - Energía no suministrada (ENS) y tiempo de interrupción medio (TIM) de la red de transporte de energía eléctrica.

La calidad de la red de transporte se evalúa también en base a la disponibilidad de las instalaciones que la componen. La disponibilidad mide la capacidad o posibilidad de utilización por el sistema de los distintos elementos de la red de transporte, siendo éstos los circuitos de las líneas eléctricas, transformadores y elementos de control de potencia activa o reactiva (reactancias y condensadores). El índice de disponibilidad se obtiene como diferencia entre 100 y el índice de indisponibilidad de la red de transporte.

En los gráficos del índice indisponibilidad se muestra la evolución de este indicador en los últimos cinco años. El índice de disponibilidad de la red de transporte peninsular en 2017 alcanzó un valor del 98,29 % (valor ligeramente inferior al 98,31 % del año 2016).

A continuación se muestra la evolución de la tasa de indisponibilidad de la red de transporte de energía eléctrica peninsular.

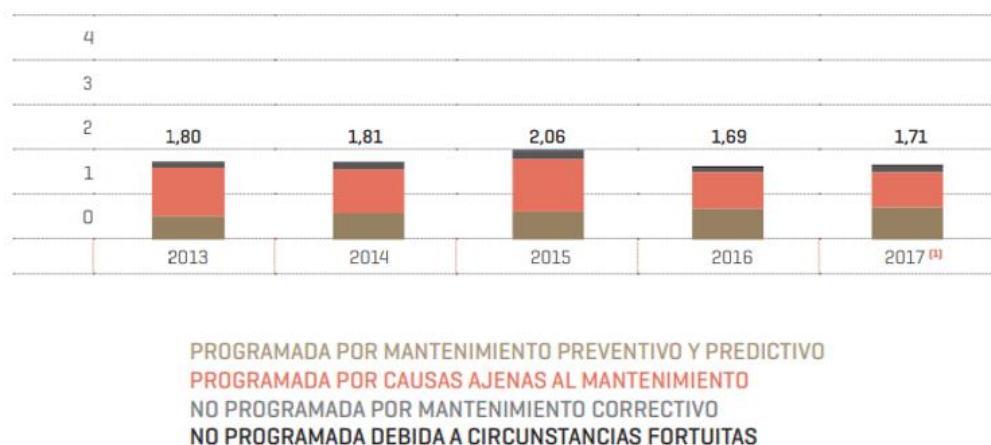


Figura 18 – Tasa de indisponibilidad de la red de transporte

Nota: Clasificación según el RD 1955/2000. El total del índice de indisponibilidad de la red de transporte no incluye las indisponibilidades por causas de fuerza mayor o acciones a terceros.

3.1.3 Distribución

La actividad de distribución se realiza a través de líneas, parques y elementos de transformación y otros elementos de tensión inferior a 220 kV que no se consideren parte de la red de transporte.

Se encargan las distribuidoras, son las propietarias de las redes de distribución y de los centros de transformación y su misión es distribuir a energía eléctrica en todo el territorio español. Se encargan de repartir la electricidad desde la red de transporte hasta cada punto de suministro, mediante líneas de alta, media y baja tensión.

Las distribuidoras son las encargadas de mantener, ampliar y mejorar la red de distribución eléctrica, es decir la parte “física” de la distribución de electricidad: cables, centros de transformación, “aparamenta”, acometidas, contadores, etc. Por sus redes fluye la electricidad que los generadores inyectan y que los comercializadores compran para sus clientes. Además son las encargadas, en muchos casos, de realizar la lectura de los contadores. Estas empresas son reguladas por el Estado, es decir, financiadas a través de los Peajes de Acceso, que todo consumidor paga, acorde a unos criterios de volumen y calidad. Este negocio es un oligopolio natural ya que por eficiencia no tiene sentido que dos compañías tengan instalada una red eléctrica para suministrar una misma zona.

La longitud total de las líneas de la red de distribución es cercana a los 800.000 km, de los cuales más de la mitad se encuentran en tensiones por debajo de 1 kV y, por tanto, unas 18 veces mayor que la red de transporte. El número total de conexiones entre ambas redes, transporte y distribución, supera el millar.

Hasta junio de 2009, las empresas distribuidoras eran también responsables de realizar el servicio de suministro regulado a tarifa integral para los consumidores acogidos al mismo. Sin embargo, a partir de dicha fecha, desaparece dicho suministro regulado y se crea el Suministro de Último Recurso, que es gestionado por las empresas comercializadoras de último recurso ahora comercializadores de referencia. De este modo, en la actualidad los distribuidores solo tienen relación con la actividad de distribución propiamente dicha, no pudiendo realizar ninguna actividad relacionada con actividades de generación o comercialización.

Uno de los aspectos más destacados de la actividad de distribución en los últimos años es la digitalización y la automatización de las redes, destacando en este ámbito el plan de despliegue de contadores inteligentes. Los nuevos contadores registran los consumos horarios, permiten la lectura remota, eliminan las estimaciones en la factura y posibilitan la reducción de los tiempos de interrupción del suministro en caso de averías, ya que permite localizar su origen de forma más rápida. De este modo, dotan al consumidor doméstico de la información horaria de su consumo, facilitando la gestión de sus decisiones.

Los plazos establecían la sustitución de un 35 % antes de 2015, otro 35 % antes de 2017 y el 30 % restantes a finales de 2018. A 1 de septiembre de 2017, el 92 % del parque total de contadores había sido sustituido y se estimó que para 2018 habrá finalizado el plan de sustitución.

Responsabilidades de las distribuidoras:

- Mantenimiento de la red de baja tensión para garantizar un buen suministro eléctrico a todas las viviendas, locales, instalaciones, pequeña y mediana industria ...
- Envío de lecturas a la comercializadora e instalación y mantenimiento del contador si está en régimen de alquiler (mayoría de los casos).
- Velar por la vigencia del boletín eléctrico de todas las instalaciones donde hacen llegar suministro eléctrico.
- Aceptar/rechazar y efectuar las modificaciones contractuales de los puntos de suministro que tramita la comercializadora a raíz de las solicitudes del cliente.
- Aceptar/rechazar un cambio de comercializadora. Petición que tramita la comercializadora a raíz de las solicitudes del cliente. (Responder en igualdad a todas las solicitudes de acceso y conexión)

En la siguiente imagen se puede ver las zonas que gestionan las 5 grandes distribuidoras que operan en España: Iberdrola, Endesa, Unión Fenosa, Hidrocantabrico (EDP España) y Viesgo.



Figura 19 - Distribuidores eléctricos en el territorio nacional.

Generalmente se tiende a decir que hay 5 grandes distribuidoras de electricidad en territorio español que operan según áreas geográficas. Pero lo cierto es que de los 27 millones de consumidores que hay en el mercado eléctrico, en torno a un millón de usuarios son suministrados por alguna de las 328 pequeñas distribuidoras de electricidad.

A medida que se aproxima al punto de consumo, la tensión va disminuyendo a las denominadas tensiones de reparto, que son las tensiones comprendidas entre 66 y 45 kV. A estos niveles de tensión se conectan grandes clientes industriales y también constituye la alimentación a las subestaciones de distribución, que se encargan

de realizar la transformación de AT a MT, para poder realizar la distribución de la energía eléctrica, a través de las líneas de media tensión (25, 20 y 15 kV).

Estas redes de MT penetran en los centros de consumo, pero la adecuación del nivel de tensión a la tensión presente en los hogares (400/230 V, que es la tensión de línea y tensión de fase-neutro respectivamente) se realiza a través de los transformadores, presentes en los centros de transformación que se encargan de la transformación de MT a la BT que llega a los consumidores finales.

La red de distribución de BT, inferior a 1 kV, es el conjunto de instalaciones que se encargan de unir las salidas de los centros de transformación con los puntos de consumo.

Concretamente el límite entre las redes de distribución de las empresas eléctricas y las instalaciones de los usuarios se encuentra en la caja general de protección, la cual contiene los elementos de protección de las líneas que realizan el reparto de energía eléctrica entre los clientes.

La explotación de las redes eléctricas (de transporte y distribución) está sujeta a significativas economías de escala, lo que hace que las mismas tengan carácter de monopolio natural, haciendo ineficiente la introducción de competencia en estas actividades. La LSE [Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.] estableció inicialmente la obligación de separar jurídica y contablemente dentro de las empresas eléctricas las actividades reguladas (transporte y distribución), que se prestan bajo un régimen económico y de funcionamiento regulado, de las actividades liberalizadas (generación y comercialización), que son desarrolladas por los operadores en régimen de libre competencia, rigiéndose su retribución por las leyes de la oferta y la demanda.

3.1.4 Comercialización y consumo

Comercialización

El suministro de electricidad consiste en la entrega de energía a clientes finales a cambio de una contraprestación económica. Esta actividad es ejercida por las empresas comercializadoras en régimen de competencia.

Estas empresas adquieren la energía en el mercado de producción y la suministran a los clientes finales, que la han de destinar a su propio consumo. Esta adquisición de energía es el principal valor añadido de la actividad de comercialización. Para ello, la empresa suministradora ha de realizar una previsión de consumo del cliente (o segmento de clientes) y planificar la adquisición de energía mediante las distintas formas de contratación (mercado diario, mercados a plazo o contratación bilateral).

La comercialización la llevan a cabo las comercializadoras que compran la electricidad en el mercado eléctrico o bien llegan a acuerdos bilaterales con los generadores para conseguir la energía y luego venderla a los consumidores finales.

Para llevar la energía al consumidor, las empresas comercializadoras hacen uso de las redes de transporte y distribución, mediante la contratación y el pago de los peajes de acceso. Las condiciones de acceso a las redes y los precios de los peajes correspondientes están regulados por la Administración, de forma que se realiza en las mismas condiciones para todas las comercializadoras.

Estos clientes pueden estar conectados a la red de transporte, en el caso de grandes clientes industriales, o a la red de distribución, que es lo más frecuente.

Por lo tanto, las empresas comercializadoras son sociedades mercantiles que, accediendo a las redes de transporte o distribución, adquieren energía para su venta a los consumidores, a otros sujetos del sistema o para realizar operaciones de intercambio internacional según está establecido en la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico.

El mercado liberalizado permite la libre elección de comercializadoras para la compra de la electricidad.

Hay dos tipos de comercializadoras:

- Comercializadoras de Referencia (COR): Son las únicas que pueden ofrecer al usuario la tarifa de PVPC (tarifa subvencionada y establecida por el Gobierno, publicada en el BOE) y pertenecen al mismo grupo que las distribuidoras principales.

Estas son:

- Iberdrola Comercialización de Último Recurso, S.A.U.
- Endesa Energía XXI, S.L.U.
- Viesgo Comercializadora de referencia, S.L.
- Gas Natural S.U.R., SDG, S.A.
- EDP Comercializadora de Último Recurso, S.A.
- CHC Comercializador de Referencia S.L.U.
- Teramelcor, S.L. (Melilla)
- Empresa de Alumbrado
- Eléctrico de Ceuta Comercialización de Referencia, S.A. (Ceuta)

Este régimen de comercialización regulada, cuyo precio de venta es el precio voluntario para el pequeño consumidor (PVPC), que será único en todo el territorio español y es el precio máximo que podrán cobrar los comercializadores que asuman las obligaciones de suministro de referencia a aquellos consumidores que se puedan acoger a los mismos.

Según la Ley del sector [Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del sector eléctrico] el PVPC se fijará de forma que en su cálculo se respete el principio de suficiencia de ingresos, aditividad y no ocasionen distorsiones de la competencia en el mercado. Para su cálculo se incluirán de forma aditiva los siguientes conceptos:

- El coste de producción de energía eléctrica, que se determinará con base en el precio horario de los mercados diario e intradiario durante el período al que corresponda la facturación, los costes de los servicios de ajuste del sistema y, en su caso, otros costes asociados al suministro.
 - Los peajes de acceso y cargos que correspondan.
 - Los costes de comercialización que correspondan.
- Comercializadoras de Mercado Libre: se encargan de suministrar energía a aquellos usuarios que han elegido libremente su comercializadora y pactado unas condiciones de contrato determinadas.

La factura que el cliente paga a estas empresas incluye la tarifa de acceso (ATR) por usar las redes eléctricas de la empresa distribuidora y el precio por la energía consumida, las condiciones económicas que constan en el contrato.

Los comercializadores que operan en el mercado libre compran energía en el mercado a precios mayoristas y venden esa energía a los consumidores a precios pactados libremente por ambas partes, que incluyen un margen por los servicios prestados.

Estas sociedades deben cumplir los siguientes requisitos:

- Comunicar el inicio y el cese de su actividad como comercializadoras de energía eléctrica y el cese de la misma, acompañada de la declaración responsable sobre el cumplimiento de los requisitos que se establezcan reglamentariamente para el ejercicio de la misma, ante el Ministerio de Industria, Energía y Turismo.
- Cuando la actividad se vaya a desarrollar exclusivamente en el ámbito territorial de una sola comunidad autónoma, deberá comunicarse al órgano competente en materia de energía de la comunidad autónoma correspondiente quien, en el plazo máximo de un mes, dará traslado al Ministerio de Industria, Energía y Turismo, acompañada de la declaración responsable y la documentación presentada por el interesado.

- Mantenerse en el cumplimiento de los requisitos de capacidad legal, técnica y económica que se determinen en relación al suministro de energía eléctrica.
- Prestar las garantías que reglamentariamente se establezcan

Las empresas comercializadoras tienen como principales obligaciones:

- Adquirir la energía necesaria para el desarrollo de sus actividades, realizando el pago de sus adquisiciones.
- Contratar y abonar el peaje de acceso a las redes de transporte y distribución correspondiente a la empresa distribuidora a partir de los datos de facturación, con independencia de su cobro del consumidor final, así como abonar los precios y cargos conforme a lo que reglamentariamente se determine, con independencia de su cobro del consumidor final.
- Formalizar los contratos de suministro con los consumidores de acuerdo a la normativa en vigor que resulte de aplicación. Asimismo, realizar las facturaciones a sus consumidores de acuerdo a las condiciones de los contratos que hubiera formalizado.

A estos efectos, estarán obligadas a formalizar los contratos con los consumidores que lo soliciten conforme a un modelo de contrato normalizado. El plazo de duración y el resto de condiciones del contrato se fijarán reglamentariamente.

- Las Comercializadoras de Referencia tienen la obligación de:
 - Suministrar a aquellos consumidores con derecho al precio voluntario para el pequeño consumidor (PVPC). Tienen derecho a esta modalidad los consumidores con una potencia contratada hasta 10 kW y que deseen utilizar esta modalidad frente a una negociación bilateral con una comercializadora.
 - Realizar ofertas a los consumidores con derecho al PVPC en las que el precio del suministro de energía eléctrica sea fijo para un periodo determinado, sin perjuicio de las revisiones que procedan de los peajes, cargos y otros costes regulados.
 - Suministrar a aquellos consumidores que tengan la condición de vulnerables y suministrar a aquellos consumidores que, sin tener derecho a los PVPC, carezcan transitoriamente de un contrato de suministro con un comercializador.
- Poner en práctica los programas de gestión de la demanda aprobados por la Administración.
- Procurar un uso racional de la energía
- Tomar las medidas adecuadas de protección del consumidor de acuerdo con lo establecido reglamentariamente.
- Para el suministro a consumidores finales deberán disponer de un servicio de atención a sus quejas, reclamaciones e incidencias en relación al servicio contratado u ofertado, así como solicitudes de información sobre los aspectos relativos a la contratación y suministro o comunicaciones, poniendo a su disposición una dirección postal, un servicio de atención telefónica y un número de teléfono, ambos gratuitos, y un número de fax o una dirección de correo electrónico al que los mismos puedan dirigirse directamente.
- Preservar el carácter confidencial de la información de la que tenga conocimiento en el desempeño de su actividad, cuando de su divulgación puedan derivarse problemas de índole comercial, sin perjuicio de la obligación de información a las Administraciones Públicas.
- Informar a sus clientes acerca del origen de la energía suministrada, así como de los impactos ambientales de las distintas fuentes de energía y de la proporción utilizada entre ellas.
- Informar a sus clientes sobre sus derechos respecto de las vías de solución de conflictos de que disponen en caso de litigio. A estos efectos las empresas comercializadoras deberán ofrecer a sus

consumidores, la posibilidad de solucionar sus conflictos a través de una entidad de resolución alternativa de litigios en materia de consumo.

- Cumplir los plazos que se establezcan reglamentariamente para las actuaciones que les corresponden en relación con los cambios de suministrador.

Por otra parte, tienen como principales derechos:

- Facturar y cobrar el suministro realizado.
- Contratar la adquisición y venta de energía eléctrica en los términos previstos en la Ley y sus disposiciones de desarrollo.
- Acceder a las redes de transporte y distribución en la forma que reglamentariamente se determine por el Gobierno.
- Exigir que los equipos de medida de los usuarios reúnan las condiciones técnicas y de seguridad que reglamentariamente se determinen, así como el buen uso de los mismos.

Consumo

Los consumidores son los últimos usuarios de la electricidad y por ello son considerados como clientes. Estos demandan la energía producida por las centrales eléctricas.

Dentro de los consumidores, se pueden diferenciar tres grandes grupos o sectores; el sector industrial, el sector servicios y el sector residencial.

Debido a las diferencias existentes entre cada uno de estos tres tipos de clientes, se puede apreciar una curva de la demanda eléctrica distinta en cada uno de ellos.

Los clientes del sector industrial son los que más consumo de energía eléctrica demandan, sin embargo a la hora de intentar modificar su curva de demanda es el sector que más inconvenientes presenta, ya que su demanda es prácticamente constante a lo largo del día.

Por su parte, el sector residencial es el que menos energía eléctrica consume, aunque la diferencia con el sector servicios no es muy elevada, y en cambio es el sector que aparentemente presenta mayor capacidad para poder modificar su curva característica de la demanda.

Nuestra sociedad demanda más energía en algunos momentos del día: son las llamadas horas “punta” o de mayor consumo eléctrico. En invierno, las horas punta del sistema se dan entre las 11.00 y 12.00 horas por la actividad en empresas/servicios y en los hogares (uso de hornos y cocinas), o bien entre las 19.00 y 20.00 horas por la confluencia entre actividad comercial y ocupación de los hogares. Sin embargo, en verano las horas punta se producen en las horas centrales del día, coincidiendo con los momentos de mayor temperatura.

Durante estas horas, es más costoso producir la electricidad porque es necesario que funcionen las centrales de producción más caras, que son también las que más CO₂ emiten. Además, todo el sistema eléctrico tiene que dimensionarse para poder atender la demanda en este reducido número de horas.

A las horas de menor consumo se las denomina horas valle y se corresponden con las horas nocturnas, coincidiendo con la menor actividad de todos los sectores de consumo.

Durante las horas nocturnas se produce la demanda mínima diaria. A estas horas, únicamente la demanda industrial mantiene un consumo importante. Esto es debido a que las grandes fábricas consumen las 24 horas del día, aprovechando también las horas nocturnas, cuando la energía se puede contratar más barata. Durante estas horas algunos servicios también se mantienen en funcionamiento (alumbrado público, hospitales, equipamientos informáticos, etc).

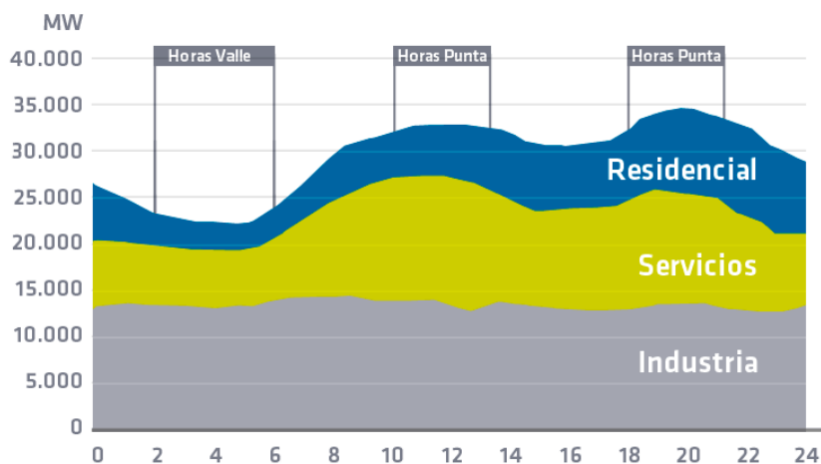


Figura 20 - Consumo horario en un día de invierno.

A partir de la Figura 20 se puede comprobar que el consumo en el sector industrial es más o menos constante, mientras que el consumo de energía eléctrica tanto en el sector servicios como en el sector residencial presenta diferentes picos y valles de consumos, por lo que lo óptimo sería desplazar el consumo de horas pico a valle para así conseguir el “aplanamiento” de las curvas de la demanda en ambos sectores.

Actualmente se están diseñando vehículos eléctricos dirigidos sobre todo para usos urbanos o para empresas de transporte, así como vehículos “híbridos” en los que el motor eléctrico se combina con un motor de combustión, de forma que goza de las ventajas de ambas fuentes de energía. Como estos vehículos funcionan con electricidad, deben alimentarse a través de una batería que se recarga con un enchufe adaptado que se está implementando en los edificios urbanos o ciudades a medida que avanza el desarrollo e implantación de estos vehículos, que conforme pase el tiempo serán más necesarios por el hecho de buscar alternativas para la sustitución de los combustibles fósiles, por otros medios energéticos menos contaminantes y que no sean limitados.

3.1.5 Agentes del sector eléctrico

La actual LSE [ley 24/2013 de 26 de diciembre] con sus posteriores desarrollos legislativos han establecido y definido el papel de los diferentes sujetos participantes en el sector eléctrico (Figura 21 y Figura 22):

- Los productores de energía eléctrica son aquellas personas físicas o jurídicas que tienen la función de generar energía eléctrica, así como las de construir, operar y mantener las centrales de producción. En ningún caso tendrán la condición de productores los consumidores con autoproducción de energía eléctrica. Hasta la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013 y de la ley del sector [Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.], los productores se dividían en función de la modalidad de generación utilizada en productores del régimen especial y productores del régimen ordinario. Actualmente, se ha eliminado los conceptos diferenciados de régimen ordinario y especial sin perjuicio de las consideraciones singulares que sea preciso establecer.
- El transportista es aquella sociedad mercantil que tiene la función de transportar energía eléctrica, así como construir, mantener y maniobrar las instalaciones de transporte.
- Los distribuidores son aquellas sociedades mercantiles o sociedades cooperativas de consumidores y usuarios, que tienen la función de distribuir energía eléctrica, así como construir, mantener y operar las instalaciones de distribución destinadas a situar la energía en los puntos de consumo.
- Los comercializadores son aquellas sociedades mercantiles, o sociedades cooperativas de consumidores usuarios que, accediendo a las redes de transporte o distribución, adquieren energía para su venta a los consumidores, a otros sujetos del sistema o para realizar operaciones de

intercambio internacional. Entre ellos, los comercializadores de referencia (anteriormente los Comercializadores de Último Recurso (CUR)), designados por el regulador, se encargan de suministrar energía a aquellos consumidores acogidos al precio voluntario para el pequeño consumidor (PVPC) antes la Tarifa de Último Recurso (TUR).

- Los consumidores son las personas físicas o jurídicas que compran la energía para su propio consumo. Aquellos consumidores que adquieran energía directamente en el mercado de producción se denominarán Consumidores Directos en Mercado.
- Los gestores de cargas del sistema son aquellas sociedades mercantiles que, siendo consumidores, están habilitados para la reventa de energía eléctrica para servicios de recarga energética, es decir, desarrollan la actividad destinada al suministro de energía eléctrica para la recarga de vehículos eléctricos. Esta figura ha sido actualmente derogada en el Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores, debido a que es excesivamente rígida y desincentivadora de la actividad.
- El Operador del Mercado Ibérico (OMI) lleva a cabo la gestión del mercado ibérico de electricidad (MIBEL). Esta gestión distingue, por un lado, la del mercado ibérico al contado (mercado spot), que está encomendada a OMI-Polo Español, S.A. (OMIE) y, por otro, la gestión de la Plataforma de Negociación del mercado de derivados (mercado a plazo), que es responsabilidad de OMI-Polo Portugués, S.A. (OMIP). Recibe las previsiones de producción de las plantas generadoras y liquida económicamente las transacciones realizadas según precio del Mercado.
- El operador del sistema, Red Eléctrica de España (REE), es una sociedad mercantil que tiene como función principal llevar a cabo las actividades asociadas a la operación técnica del Sistema Eléctrico, garantizando la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación de los sistemas de producción y transporte.
- Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), Es el organismo público que garantiza la existencia de una competencia efectiva en todos los mercados. Desde 2009 centraliza toda la información relativa a las plantas generadoras y liquida la parte prima o prima equivalente a los sujetos de liquidación (Productores, Representantes...)

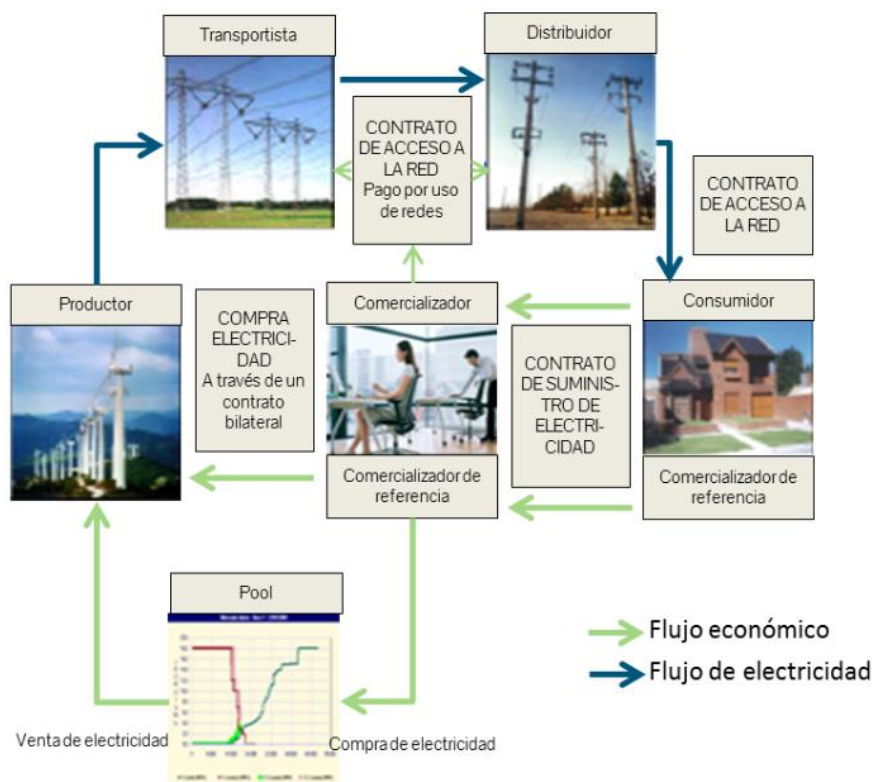


Figura 21 - Descripción simplificada de la organización del Sistema Eléctrico en España

La LSE [Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico] establece la libertad de acceso a las redes de transporte y distribución, de manera que los agentes (productores, comercializadores y consumidores) pueden utilizar a las redes a cambio del pago de unos peajes y cargos determinados (las tarifas de acceso) que son fijados y actualizados de manera periódica por el regulador (en el caso español por el Ministerio competente), estando los gestores de las redes obligados a aceptar las solicitudes de acceso de los agentes, excepto en los casos en que no haya capacidad suficiente en las redes para soportar el tránsito de electricidad pretendido.

En España, desde el año 2000, las sucesivas tarifas aprobadas por los Gobiernos han generado déficits tarifarios, diferencia entre el monto total recaudado por las tarifas y los costes reales del suministro. Esta falta de respeto al principio de suficiencia tarifaria genera importantes efectos negativos (incentivos ineficientes al consumo y a la inversión, carga financiera para los consumidores futuros, riesgo regulatorio, etc.)

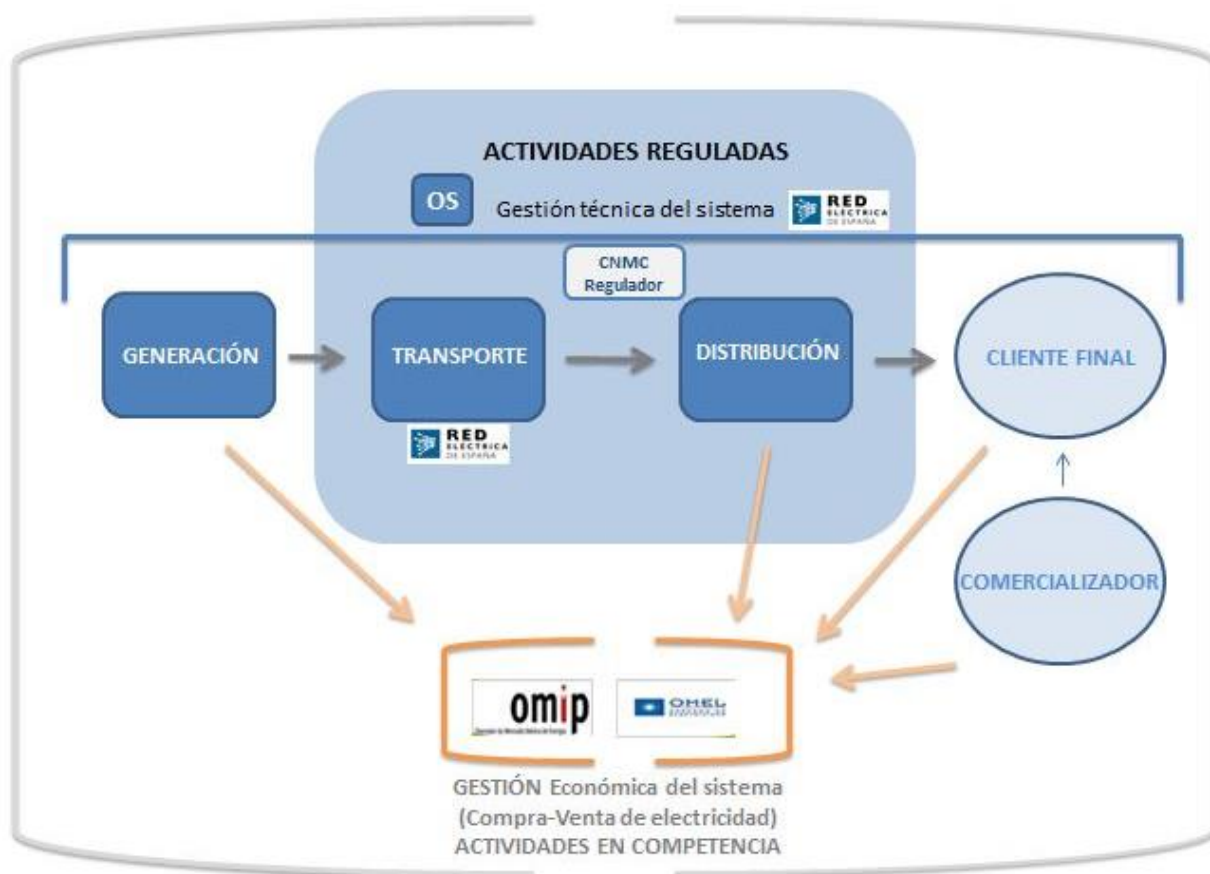


Figura 22 – Organización simplificada de los agentes del sector eléctrico

3.2 Mercado eléctrico

El mercado de electricidad en España, al igual que en otros países, se organiza en una secuencia de mercados en los que generación y demanda intercambian energía y reservas para distintos plazos: mercados a plazo, mercados spot (diario e intradiario), y mercado de servicios de ajuste.

Como se ha explicado anteriormente Existen dos figuras clave: el Operador del Sistema (REE), que se encarga de gestionar las entregas asociadas a la compra venta de los agentes y asegura que estas entregas sean físicamente viables en la red eléctrica, y el Operador del Mercado, que facilita que las transacciones se realicen de forma estandarizada y que todos los agentes dispongan de la misma información.

El diseño del mercado eléctrico es un pool, donde los agentes están obligados a ofertar al Operador del Mercado toda su energía disponible de forma individualizada para cada una de sus centrales.

En función de la anticipación con la que se realice la compra venta de electricidad, se puede hablar de mercado spot o al contado, y de mercados con entrega a plazo. En el mercado a plazo, los agentes intercambian energía con entrega en el futuro, desde tres años hasta dos días antes del suministro, pudiéndose realizar la negociación bien en mercados organizados (mercado de futuros) o bien en mercados no organizados. Por su parte, en el mercado spot o al contado, la compra venta de electricidad se perfecciona desde el día anterior al suministro hasta prácticamente el tiempo real en el que se entrega la electricidad.

Mientras que en el mercado spot la mayor parte del volumen se intercambia mediante subasta, en los mercados a plazo se realiza mediante trading continuo, que consiste en que los agentes muestran sus ofertas firmes de compra y venta durante un plazo determinado de forma que el resto de los participantes puedan acceder a esas ofertas. En los mercados a plazo de electricidad los agentes intercambian contratos de compra-venta de electricidad con plazos de entrega superiores a 24 horas, pudiéndose producir con años, meses, semanas o días de antelación a la entrega física de la energía.

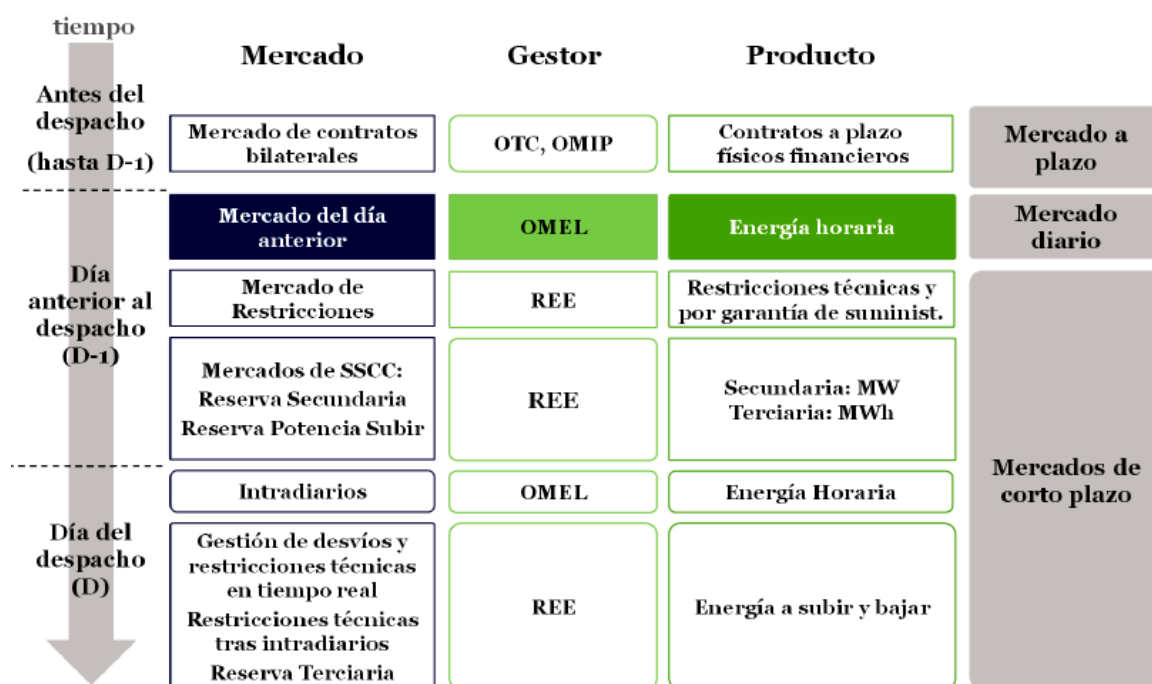


Figura 23 - Secuencia de mercados en el mercado ibérico de la electricidad.

3.2.1 Mercado a plazo de la electricidad

Los mercados a plazo de electricidad son un conjunto de mercados en los que con años, meses, semanas o días de antelación a la entrega física de la energía, se intercambian contratos de compra-venta de electricidad con plazos de entrega superiores a 24 horas (semanas, meses, trimestres, años, etc.).

Al llegar el día anterior al despacho de las centrales/entrega física de la energía (D-1), los agentes intercambian energía para el día D.

En el muy corto plazo (dentro de las 24 horas anteriores al momento de la entrega física de la energía), existen otros mercados en los que los agentes (generadores, comercializadores, etc.) pueden ajustar sus posiciones contractuales y en los que los generadores (y en algunos casos también la demanda) ofrecen una serie de servicios de gestión técnica al sistema.

En el largo y medio plazo, los agentes intercambian diferentes tipos de contratos, con periodos de entrega de distinta duración (año, trimestre, mes, etc.) y en diversos mercados a plazo:

- Contratos bilaterales adaptados a las necesidades de los agentes, compradores y vendedores, y con entrega física de la energía o con liquidación financiera.

- Contratación de productos estandarizados a través de mercados organizados, subastas organizadas o el conocido como “over the counter” (OTC). Este último no está organizado ni estandarizado y en él los agentes cierran transacciones a través de intermediarios/*brokers*, pudiendo estos ser físicos o virtuales (p.ej., plataformas de trading basadas en internet).

Los mercados a plazo cumplen un papel crucial en un mercado liberalizado desarrollado. Efectivamente, cuando son suficientemente profundos y líquidos, permiten a los agentes compradores y vendedores gestionar sus riesgos, al tiempo que facilitan la competencia en los mercados mayorista y minorista.

Los mercados a plazo de electricidad en España son los siguientes:

- El mercado no organizado de contratos bilaterales (conocido como OTC), en el que se negocian contratos físicos y financieros.
- El mercado organizado de futuros eléctricos gestionado por el OMIP.

Cada uno de estos mercados está caracterizado por distintos grados de organización (estandarización de contratos, gestión centralizada por una entidad independiente, cámara de compensación, etc.).

- El mercado de contratos bilaterales físicos es un mercado no organizado en el que los agentes compradores (principalmente comercializadores y consumidores finales) y vendedores (principalmente generadores) intercambian bilateralmente contratos diseñados en función de sus necesidades. En este mercado se intercambia actualmente un porcentaje relativamente bajo de contratos.
- El mercado financiero OTC es otro mercado no organizado en el que los agentes intercambian, a través de intermediarios o *brokers*, contratos con liquidación financiera diseñados en función de sus preferencias y sin someterse a reglas de participación/negociación distintas de las que ellos mismos imponen.
- El mercado OMIP es un ejemplo de mercado organizado. En él la liquidez es facilitada y garantizada por un conjunto de instituciones que tienden a reducir los costes de transacción. Existen procedimientos de participación explícitos y conocidos por todos los participantes, que deben firmar contratos de adhesión a las Reglas de Mercado aprobadas por la entidad que gestiona el mismo.

3.2.2 Mercado mayorista diario e intradiario

Mercado diario

El mercado diario tiene por objeto llevar a cabo las transacciones de energía eléctrica para el día siguiente mediante la presentación de ofertas de venta y adquisición por parte de los agentes del mercado. El operador que gestiona los mercados al por mayor de electricidad en la península ibérica es la sociedad OMI-Polo español, S.A. (OMIE), con un volumen de transacciones que presenta en la actualidad más del 80 % del consumo eléctrico de España y Portugal, del entorno de 10.000 millones de euros.

El mercado diario se celebra el día anterior al de la entrega de la energía y en él compradores y vendedores intercambian energía para cada una de las horas del día siguiente. Así, en este mercado en realidad hay 24 productos diferentes (energía en cada una de las 24 horas del día siguiente)

- Los vendedores (generadores, importadores, “traders”, otros intermediarios) presentan ofertas de venta y los compradores (comercializadores, consumidores finales, exportadores, “traders”, otros intermediarios) presentan ofertas de compra al OMIE para cada hora del día siguiente.
- Con estas ofertas, OMIE construye las curvas de oferta y demanda de cada hora del día siguiente.
- Del cruce de las curvas de oferta y demanda resulta el precio del mercado para cada hora del día siguiente y se identifican las ofertas “casadas” (las ofertas de venta y de compra que se convierten en compromisos firmes de entrega de energía).

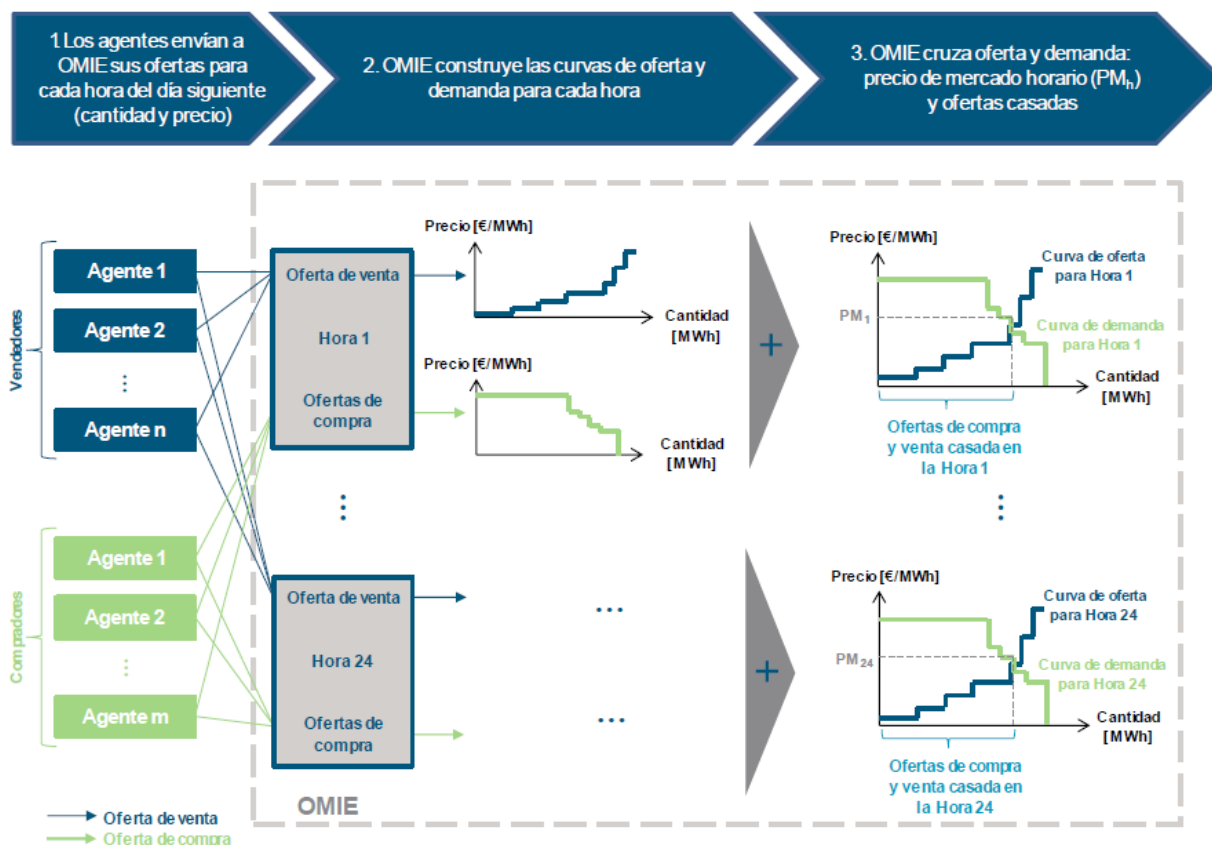


Figura 24 - Esquema de funcionamiento del mercado diario de OMIE

Para ello se sigue el modelo marginalista adoptado por la Unión Europea, en base al algoritmo aprobado para todos los mercados europeos. En este tipo de mercados, la oferta de un generador representa la cantidad de energía que está dispuesto a vender a partir de un cierto precio mínimo. Así, las ofertas competitivas de un generador reflejan:

- En cuanto a la cantidad, las restricciones físicas a las que está sujeta su instalación (por ejemplo, la potencia disponible, la potencia mínima a la que ha de operar la central para que la misma sea estable y segura o mínimo técnico, la disponibilidad de combustible o de agua embalsada, la rapidez con la que pueden incrementar su producción entre una hora y la siguiente, etc.). Es importante destacar que las Reglas del Mercado obligan a las instalaciones de generación a ofertar toda su capacidad disponible a lo largo de toda la secuencia de mercados.
- En cuanto al precio ofertado, éste refleja el coste de oportunidad que le supone generar electricidad:
 - Los costes en los que evitaría incurrir de optar por no producir (p.ej., coste de arranque de la central, coste variable de operación y mantenimiento asociado a la producción, etc.).
 - Los ingresos a los que renuncia por el hecho de producir (p.ej., para una central térmica generar supone renunciar a revender a un tercero el combustible y los derechos de emisión de CO₂; para una hidráulica con embalse, utilizar el agua embalsada “ahora” supone renunciar a utilizar esa misma agua en otro instante futuro en el que el precio esperado del mercado sea mayor).

Es importante resaltar que coste de oportunidad no es lo mismo que coste variable. Bajo un comportamiento racional y eficiente, las ofertas de los generadores no deben reflejar sus costes variables sino los de oportunidad.

De hecho, el que los agentes construyan sus ofertas a partir de sus costes de oportunidad es lo que hace que el mercado sea un mecanismo de asignación eficiente (es decir, utilización óptima de los recursos disponibles). Esta asignación eficiente no se lograría si las ofertas reflejaran los costes variables.

Los generadores no incorporan a sus ofertas al mercado diario sus costes fijos (amortización de la inversión, parte fija de los costes de operación y mantenimiento, etc.) al no ser estos costes de oportunidad. De los costes fijos se produce a través de dos vías complementarias:

- Margen del mercado: el margen del mercado es la diferencia entre el precio del mercado recibido y los costes variables incurridos (como ya se ha expuesto, diferentes de los costes de oportunidad con los que se construyen las ofertas).
- Pagos por capacidad: los pagos por capacidad son ingresos regulados que reciben todos los generadores y que se determinan a partir del coste fijo de una central de punta. Este pago reduce la parte de coste fijo que las centrales han de recuperar mediante el margen del mercado,

En algunos mercados existe un tope al precio del mercado impuesto por el regulador. En el caso del mercado español, dicho tope existe y tiene un valor de 180 €/MWh (no se pueden realizar ofertas por encima de este valor).

Una vez obtenidos los resultados del mercado diario (Tabla 4 y Figura 25) se remiten al REE para su validación desde el punto de vista técnico. Este proceso se denomina gestión de las restricciones técnicas del sistema y asegura que los resultados del mercado sean factibles en la red de transporte. Por tanto, los resultados del mercado diario sufren pequeñas variaciones, del orden del 4 o 5 % de la energía, como consecuencia del análisis de restricciones técnicas que realiza el REE, dando lugar a un programa diario viable.

Tabla 4 – Datos mercado diario España y Portugal

| Mercado diario -18/12/2017 | España | €/MWh | Portugal |
|-----------------------------------|---------------|--------------|-----------------|
| Precio medio aritmético | 64,86 | | 65,98 |
| Precio mínimo/máximo | 46,59/79,94 | | 47,20/79,94 |
| Precio medio anterior | 55,66 | | 60,49 |
| | España | GWh | Portugal |
| Energía negociada | 605 | | 157 |
| Total | | 762 | |
| Energía sesión anterior | 476 | | 137 |

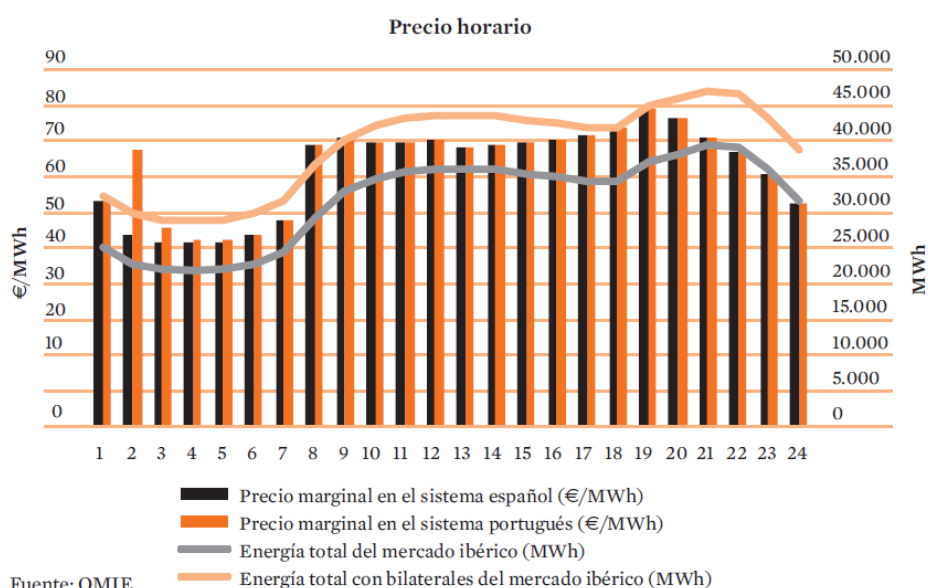


Figura 25 – Resultados del mercado diario español y portugués

Mercado intradiario

Al llegar al día D-1 (un día antes de que la energía sea generada y consumida), los agentes intercambian energía para cada una de las horas del día D en el mercado diario organizado por el Operador del Mercado Eléctrico (OMEL).

El mercado intradiario tiene por objeto atender, mediante la presentación de ofertas de venta y adquisición de energía eléctrica por parte de los agentes del mercado, los ajustes sobre el programa diario viable definitivo, dentro de las 24 horas anteriores a la generación y consumo.

Además, ya dentro de las 24 horas anteriores al momento de generación y consumo, los agentes pueden ajustar sus posiciones contractuales comprando y vendiendo energía en los mercados intradiarios, también gestionados por el OMEL. Existen 6 sesiones de contratación basadas en subastas como las descritas para el mercado diario, donde el volumen de energía y el precio para cada hora se determinan por la intersección entre la oferta y la demanda.

Los periodos de ejecución de estos mercados y su secuencia, así como los horizontes a los que aplican sus resultados se muestran en el siguiente gráfico.

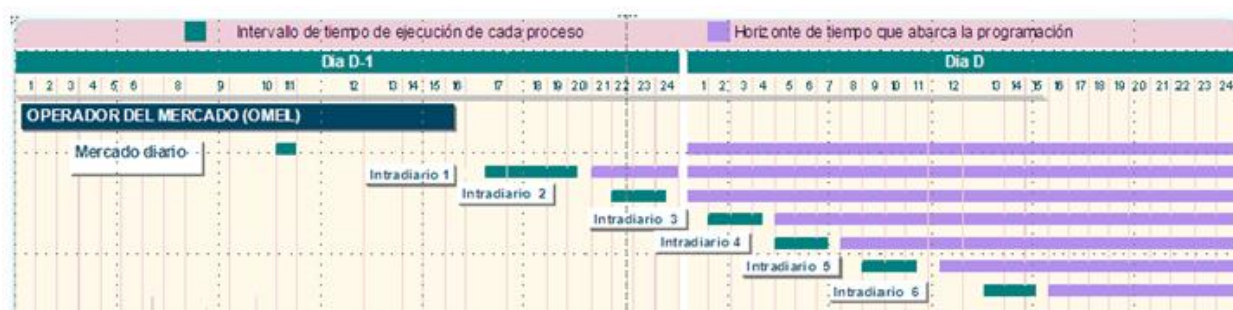


Figura 26 - Secuencia de ejecución y horizontes de aplicación de los mercados del Operador del Mercado

Los mercados intradiarios permiten a los agentes compradores y vendedores reajustar sus compromisos de compra y venta, respectivamente, hasta cuatro horas antes del tiempo real. A partir de ese momento, existen otros mercados (mercado de servicios de ajuste) gestionados por el REE en el que se asegura en todo momento el equilibrio de la producción y el consumo.

Nuevo mercado intradiario

Como se ha dicho anteriormente el mercado intradiario, como parte integrante del mercado de producción de energía eléctrica, tiene por objeto atender, mediante la presentación de ofertas de venta y adquisición de energía eléctrica por parte de los agentes del mercado, los ajustes sobre el Programa Diario Viable Definitivo.

La implantación del modelo de contratación intradiaria continua europea en la zona MIBEL conlleva la convivencia de dos modelos complementarios de contratación intradiaria, uno basado en subastas implícitas para las zonas de España y Portugal, y otro basado en un mercado intradiario continuo de ámbito europeo (XBID).

La posibilidad de que los agentes del mercado puedan gestionar sus desbalances de energía se mejora significativamente ya que se pueden beneficiar no solamente de la liquidez del mercado a nivel nacional, sino también la liquidez disponible en los mercados de otras áreas.

Con el fin de ayudar a alcanzar este objetivo los operadores del mercado junto con los gestores de las redes de transporte de 12 países, han puesto en marcha una iniciativa llamada Proyecto de Mercado XBID para crear un mercado intradiario integrado transfronterizo europeo. El propósito del proyecto XBID es permitir el comercio de energía entre las distintas zonas de Europa de manera continua y aumentar la eficiencia global de las transacciones en los mercados intradiarios en toda Europa. La solución final del XBID permitirá la creación de un mercado integrado intradiario europeo.

En este modelo de funcionamiento el mercado intradiario continuo va a permitir a los agentes del MIBEL

la contratación de energía con contrapartes locales o externas en función de las capacidades de intercambio disponibles en las interconexiones, tal y como establece el sistema XBID. En dicho mercado los agentes ofertarán a través del sistema de Trading desarrollado por OMIE denominado LTS, utilizando carteras de negociación para ofertar.

La solución del mercado intradiario europeo será compatible tanto para los sistemas de subastas intradiarias (donde así se decida por las autoridades reguladoras nacionales) como para los mercado de negociación continua y está en línea con el objetivo que ha aprobado la UE para un mercado intradiario integrado transfronterizo europeo.

El modelo híbrido que adoptará el mercado MIBEL estará compuesto por dos modelos de contratación perfectamente acoplados y que permitirán a los agentes de mercado participar del modo que más se acomode a sus intereses y necesidades lo más cercano posible al tiempo real.

Dicho modelo híbrido está compuesto por:

- Modelo de 6 (aunque en un futuro podrían variar) subastas intradiarias MIBEL.
- Modelo europeo de contratación continua.

El modelo de subastas intradiarias MIBEL es en esencia el modelo actualmente implantado para el mercado intradiario y que ha venido funcionando históricamente hasta la actualidad. Con la llegada del mercado continuo dicho modelo apenas se ve alterado dado que la nueva modalidad de contratación continua se ha acoplado al sistema de subastas sin sufrir apenas modificaciones.

El principal cambio en dichas subastas es el relativo a las ofertas que atraviesan la interconexión entre España y Francia (ES-FR). Hasta la llegada del modelo continuo las ofertas de importación y exportación del lado francés se integraban en la subasta a través de un mecanismo de derechos de capacidad obtenidos previamente en dos subastas explícitas.

Con la implantación del modelo europeo intradiario continuo dichas subastas explícitas de capacidad para la frontera francesa desaparecerán, por lo que no será posible la integración de ofertas del lado francés en dichas subastas. La negociación en el mercado intradiario hacia el lado francés y hacia al resto de Europa será únicamente posible a través del mercado continuo.

La interacción del modelo de subastas con el modelo intradiario de contratación continua será como se detalla. Al comienzo de la hora inmediatamente posterior al cierre de la subasta, se procederá a la apertura de la negociación en el mercado continuo de aquellos periodos previos al horizonte de la siguiente sesión de subasta intradiaria y hasta la hora inmediatamente anterior al suministro.

Este modelo híbrido permite en definitiva continuar negociando un periodo de forma continua, tras haber sido negociado en subasta, hasta una hora antes de su entrega física. Es decir, aquellos periodos que ya no se negociarán más en ninguna subasta, lo más cerca posible al tiempo real.

El mercado intradiario seguirá estructurándose en seis sesiones de subastas, con la siguiente distribución de horarios por sesión:

| | SESION 1ª | SESION 2ª | SESION 3ª | SESION 4ª | SESION 5ª | SESION 6ª |
|---|---------------------|--------------------|--------------------|--------------------|---------------------|--------------------|
| Apertura de Sesión | 17:00 | 21:00 | 1:00 | 4:00 | 8:00 | 12:00 |
| Cierre de Sesión | 18:45 | 21:45 | 1:45 | 4:45 | 8:45 | 12:45 |
| Casación | 19:30 | 22:30 | 2:30 | 5:30 | 9:30 | 13:30 |
| Recepción de desagregaciones de programa | 19:50 | 22:50 | 2:50 | 5:50 | 9:50 | 13:50 |
| Publicación PHF | 20:45 | 23:45 | 3:45 | 6:45 | 10:45 | 14:45 |
| Horizonte de Programación (Periodos horarios) | 27 horas (22-24) | 24 horas (1-24) | 20 horas (5-24) | 17 horas (8-24) | 13 horas (12-24) | 9 horas (16-24) |

Figura 27 - Distribución de las 6 sesiones del mercado intradiario

Los horarios son los establecidos en las Reglas de Funcionamiento del Mercado. Los que figuran en la Figura 27 son los horarios límite posibles.

Dado que la apertura a la negociación del mercado continuo se hace de forma posterior a la subasta y sólo para aquellos periodos previos al horizonte de la siguiente sesión, no existe solapamiento entre ambos modos de contratación y presentando una oportunidad adicional de negociación a los agentes de mercado más cercano al tiempo real donde poder realizar sus ajustes.

En la Figura 28 se muestran por día, periodo y hora los periodos en negociación tanto en subastas así como abiertos para negociación continua a los que un agente de mercado podría acudir para ajustar su posición.

A modo de ejemplo, durante el periodo 22 del día D un agente de mercado podría o bien participar en la 2ª subasta intradiaria para negociar los 24 periodos del día D+1, o bien ir al mercado continuo para terminar de ajustar su posición únicamente en el periodo 24 del día D (periodo de negociación abierto en el mercado continuo). Por otro lado, en el periodo 8 del día D+1 en el que no hay subasta abierta, únicamente podría ir a negociar al mercado continuo para los periodos 10 y 11 del mismo día.

Este modelo híbrido introduce el concepto de Ronda del Continuo. Esta comprende un valor entre 1 y 24 e indica la última oportunidad de la que dispone un agente de mercado para negociar su posición en dicho periodo. Es decir, durante la Ronda nº 20 del día D sería la última oportunidad de un agente de mercado para ajustar su posición en el periodo 20 del día D, ya que este no se volverá a negociar nunca más ni en subasta ni en continuo.

| Horario | | | | | Subasta MIBEL | | Mercado Continuo |
|---------|-------------------------|---------|---------------------------|------------------------|---------------|--|--|
| Día | Ronda * del continuo | Periodo | Hora Inicio de periodo | Hora fin de periodo | Nº subasta | Periodos de negociación Incluidos en horizonte de la subasta | Periodos de negociación abiertos en el mercado continuo |
| D | 20 | 18 | 17:00 | 18:00 | 1 | | 20,21 (D↓) |
| D | 21 | 19 | 18:00 | 19:00 | 1 | 22-24 día D, 1-24 día D+1 | 21 |
| D | 22 | 20 | 19:00 | 20:00 | - | | 22,23,24 |
| D | 23 | 21 | 20:00 | 21:00 | - | | 23,24 |
| D | 24 | 22 | 21:00 | 22:00 | 2 | 1-24 día D+1 | 24 |
| D | 1 | 23 | 22:00 | 23:00 | - | | 1, 2, 3, 4 (D+1↓) |
| D | 2 | 24 | 23:00 | 0:00 | - | | 2, 3, 4 |
| D+1 | 3 | 1 | 0:00 | 1:00 | - | | 3, 4 |
| D+1 | 4 | 2 | 1:00 | 2:00 | 3 | 5-24 día D | 4 |
| D+1 | 5 | 3 | 2:00 | 3:00 | - | | 5, 6, 7 |
| D+1 | 6 | 4 | 3:00 | 4:00 | - | | 6, 7 |
| D+1 | 7 | 5 | 4:00 | 5:00 | 4 | 8-24 día D | 7 |
| D+1 | 8 | 6 | 5:00 | 6:00 | - | | 8, 9, 10, 11 |
| D+1 | 9 | 7 | 6:00 | 7:00 | - | | 9, 10, 11 |
| D+1 | 10 | 8 | 7:00 | 8:00 | - | | 10, 11 |
| D+1 | 11 | 9 | 8:00 | 9:00 | 5 | 12-24 día D | 11 |
| D+1 | 12 | 10 | 9:00 | 10:00 | - | | 12, 13, 14, 15 |
| D+1 | 13 | 11 | 10:00 | 11:00 | - | | 13, 14, 15 |
| D+1 | 14 | 12 | 11:00 | 12:00 | - | | 14, 15 |
| D+1 | 15 | 13 | 12:00 | 13:00 | 6 | 16-24 día D | 15 |
| D+1 | 16 | 14 | 13:00 | 14:00 | - | | 16, 17, 18, 19, 20, 21 |
| D+1 | 17 | 15 | 14:00 | 15:00 | - | | 17, 18, 19, 20, 21 |
| D+1 | 18 | 16 | 15:00 | 16:00 | - | | 18, 19, 20, 21 |
| D+1 | 19 | 17 | 16:00 | 17:00 | - | | 19, 20, 21 |
| D+1 | 20 | 18 | 17:00 | 18:00 | 1 | | 20, 21 |
| D+1 | 21 | 19 | 18:00 | 19:00 | 1 | 22-24 día D, 1-24 día D+1 | 21 |
| ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... |

*Ronda del continuo: Periodo que se negocia por última vez en el mercado continuo

Figura 28 - Ejemplo de ejecución del nuevo mercado intradiario continuo

La siguiente figura muestra la potencial distribución de las sesiones de contratación en el caso de haber 6 sesiones de subasta.

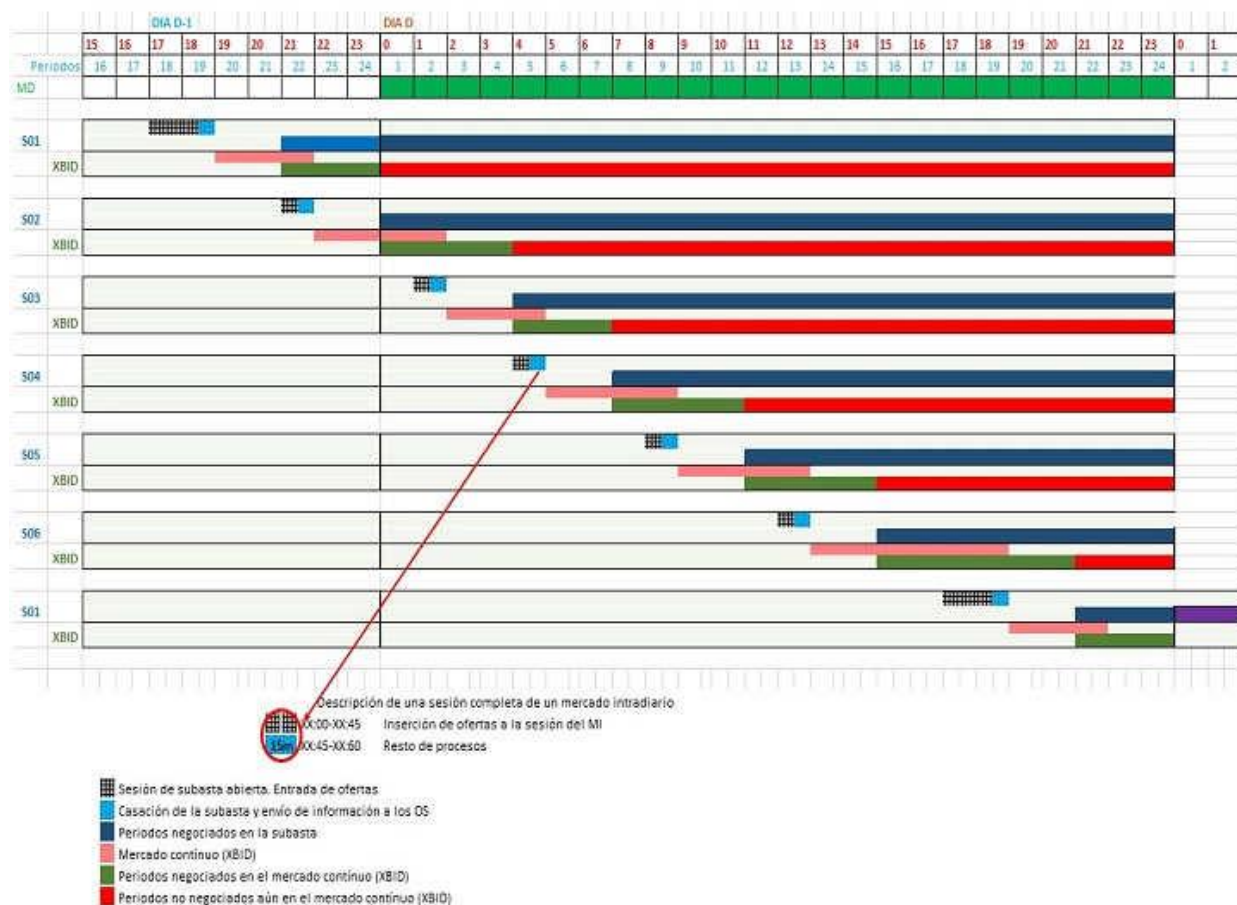


Figura 29 - Distribución de las sesiones de contratación en el caso de haber 6 sesiones de subasta.

3.2.3 Mercado de servicio de ajuste

En el muy corto plazo (desde unas pocas horas hasta unos pocos minutos antes de la generación y consumo) los generadores, y en algunos casos también la demanda, ofrecen una serie de servicios al Sistema en varios mercados organizados por el Operador del Sistema (REE). Estos servicios son necesarios para que la generación iguale exactamente a la demanda en todo momento, manteniendo así al Sistema en equilibrio físico y con un nivel de seguridad y calidad de suministro adecuado.

La operación del sistema se centra en tres tipos de actuaciones por parte del OS:

- **Gestión de restricciones técnicas.** Permite resolver las congestiones ocasionadas por las limitaciones de la red de transporte y distribución sobre la programación prevista para el día siguiente, así como las que surjan en tiempo real.
- **Gestión de los servicios complementarios.** Dentro de este concepto de servicios complementarios se consideran los siguientes aspectos: Sistema de control de frecuencia-potencia y tensión, así como Reserva de Potencia Adicional a Subir, necesarios para garantizar la calidad y seguridad del suministro en todo momento.

- **Gestión de desvíos.** Resuelve, casi en tiempo real, los desajustes entre la oferta y la demanda de electricidad.

A continuación se desarrollan estos tres conceptos con más detalle:

Gestión de restricciones técnicas. El Procedimiento de Operación 3.2.[*Resolución de 18 de diciembre de 2015*] define una restricción técnica como cualquier circunstancia o incidencia derivada de la situación del sistema producción-transporte que, por afectar a las condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad del suministro establecidas reglamentariamente y a través de los correspondientes procedimientos de operación, requiera, a criterio técnico del OS, la modificación de los programas de energía. En particular pueden identificarse restricciones debidas a:

- Incumplimiento de las condiciones de seguridad en régimen permanente y/o tras una contingencia, definidas en el procedimiento de operación por el que se establecen los criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del Sistema Eléctrico.
- Insuficiente reserva de regulación secundaria y/o terciaria.
- Insuficiente reserva de potencia adicional para garantizar la cobertura de la demanda prevista.
- Insuficiente reserva de capacidad para el control de la tensión en la red de transporte.
- Insuficiente reserva de capacidad para la reposición del servicio.

Una vez las empresas generadoras han realizado sus ofertas al mercado diario (24 horas antes del despacho) y una vez el agente responsable de la gestión económica del sistema (OMIE) resuelve la casación igualando la oferta a la demanda, y teniendo en cuenta los contratos bilaterales físicos, el OS realiza el proceso de análisis de restricciones técnicas de la red de transporte en el que se verifica la viabilidad del programa de generación y consumo resultante.

Para este análisis, el OS utiliza modelos de flujos de red y otros algoritmos que simulan el estado en que quedaría el Sistema Eléctrico ante determinados fallos predefinidos en ciertos elementos de la red, como son disparos de grupos generadores, de líneas y/o de transformadores, identificando así las restricciones técnicas a resolver. El OS resuelve entonces las congestiones de la red alterando el programa de generación aplicando criterios técnicos de seguridad, pero también económicos (ofertas a subir y bajar energía enviadas por los generadores al OS), pero manteniendo en todo caso el equilibrio generación-demanda.

Gestión de los servicios complementarios. Los servicios complementarios, ofrecidos por los generadores y gestionados por el OS, tienen como objetivo que el suministro se realice en condiciones de seguridad y fiabilidad en todo momento y que puedan resolverse desequilibrios entre la generación y la demanda en tiempo real. Existen tres servicios complementarios básicos, descritos en el Procedimiento de Operación 1.5 del Sistema Eléctrico:

- **Regulación Primaria:** se define como el margen de potencia en el que los grupos generadores pueden modificar su potencia generada de forma automática y en los dos sentidos, mediante la actuación de su regulador de velocidad, en caso de producirse un desvío de frecuencia. Su objetivo es la corrección automática y casi instantánea (respuesta completa como máximo en 30 segundos) de los desequilibrios de frecuencia, y deberá mantenerse durante un tiempo de 15 minutos hasta poder ser reemplazada por la regulación secundaria. Este servicio es obligatorio y no tiene una remuneración adicional.
- **Regulación Secundaria o Banda de Regulación:** se define como el margen de variación de potencia en el que el regulador secundario del sistema peninsular español puede actuar automáticamente y en los dos sentidos, partiendo del punto de funcionamiento en que se encuentre en cada instante. Viene dada por la suma, en valor absoluto, de las contribuciones individuales de todos los grupos generadores sometidos a este tipo de regulación. Permite al OS disponer de una reserva de capacidad disponible muy flexible (comienzo de la respuesta en no más de 30 segundos y con capacidad de

mantenerse durante un tiempo de 15 minutos hasta poder ser reemplazada por la regulación terciaria) para resolver de forma automática desequilibrios significativos entre generación y demanda.

Cada día, el OS estima la ‘reserva de banda de regulación secundaria’, en términos de potencia (MW), necesaria para asegurar el suministro en condiciones de fiabilidad en caso de desequilibrios producción/consumo en tiempo real, y convoca el mercado correspondiente después de la celebración del mercado diario y del de restricciones. Las empresas generadoras, con carácter voluntario, presentan sus ofertas de capacidad disponible, asignándose la banda requerida por el OS entre éstas utilizando un criterio de mínimo coste. El coste marginal de la banda de potencia para cada hora marca el precio con el que se remunera toda la capacidad asignada en este mercado.

El servicio de regulación secundaria es gestionado por ‘zonas de regulación’, es decir, agrupaciones de centrales con capacidad de prestar el servicio de regulación secundaria, a requerimiento automático del programa de control de la generación del OS, con exigencias de respuesta con constante de tiempo de 100 segundos.

En la actualidad, hay diez zonas de regulación en el Sistema Eléctrico Español que agrupan las centrales de generación de los agentes productores, aunque no todas las unidades de generación forman parte de una zona de regulación, quedando limitada su participación en este servicio a aquellas que cumplen los requisitos establecidos en los Procedimientos de Operación del OS .

El servicio complementario de reserva secundaria remunera no sólo la banda de potencia, sino también la energía eventualmente utilizada, valorada al precio de sustitución de la energía terciaria

- **Regulación Terciaria:** está constituida por la variación máxima de potencia a subir o a bajar de todos los grupos generadores del sistema que puede ser movilizada en un tiempo no superior a quince minutos, y que puede ser mantenida, al menos, durante dos horas consecutivas, con objetivo de reconstruir la reserva de regulación secundaria. Es el mecanismo que tiene por objetivo que, en caso de que se haga uso de la banda secundaria por causa de una contingencia, pueda restituirse la reserva de banda.

Este servicio es de carácter obligatorio para las unidades de producción que pueden ofrecerlo. Así, todas las unidades de generación del sistema que pueden variar su producción en un tiempo no superior a 15 minutos y mantener la variación durante 2 horas deben ofrecer toda su capacidad excedentaria (no contratada en otros mercados o servicios) al OS.

El mercado de energía terciaria se celebra a última hora del día anterior al despacho. En él, los generadores envían ofertas por la variación máxima de su potencia a subir y a bajar. El precio de la energía terciaria utilizada a subir o a bajar es el precio marginal resultante de las ofertas realizadas por los generadores frente a una demanda (establecida por el OS según sus requerimientos) a subir o bajar respectivamente. Al contrario que en el caso de la reserva secundaria, los generadores sólo perciben ingresos por este servicio si es utilizado por el OS.

La reserva terciaria se activa de forma manual, subiendo o bajando la potencia de las centrales de generación o consumo de bombeo que hubieran ofertado al menor precio, en el caso de energía a subir, o al mayor precio de recompra de energía en el caso de energía a bajar.

La gestión de desvíos. La gestión de desvíos es el mecanismo que utiliza el OS para resolver desequilibrios entre la oferta y la demanda que puedan identificarse unas pocas horas antes del despacho, tras la celebración de cada mercado intradiario y está descrito en el Procedimiento de Operación 3.3 del Sistema Eléctrico.

Durante la operación normal, los agentes de producción de energía eléctrica comunican al OS las previsiones de desvíos generación-consumo originados por distintas causas, a lo que se añaden las variaciones en la previsión de producción renovable que realiza el OS. Sólo en el caso de que el conjunto de los desvíos previstos durante el periodo entre dos mercados intradiarios superen los 300 MW en media horaria, da lugar a que el OS convoque el mercado de gestión de desvíos.

Este mercado de gestión de desvíos consiste en pedir ofertas a los generadores en el sentido opuesto a los desvíos previstos en el sistema. Esto es, si se considera que el sistema está corto con el programa de

generación existente, se piden ofertas de mayor producción a los agentes productores para generar más energía (incluyendo al bombeo por reducir su consumo de energía), y en el caso opuesto, cuando en el sistema existe un programa largo de producción respecto a la demanda, y, por tanto, se considera que sobra energía, se piden ofertas a los generadores por reducir su programa de producción (incluyendo al bombeo por aumentar su consumo de energía).

En tiempo real (dentro de los 15 minutos anteriores al despacho), el OS tiene a su disposición, aparte de los servicios de regulación y de los mecanismos de resolución de restricciones en tiempo real, mecanismos de emergencia por los que podría obligar, en caso de extrema necesidad para el sistema, a determinadas unidades de generación a modificar sus niveles de producción.

Estos procesos que realiza el Operador del sistema, su secuencia y alcance temporal de programación se representan en la siguiente ilustración:

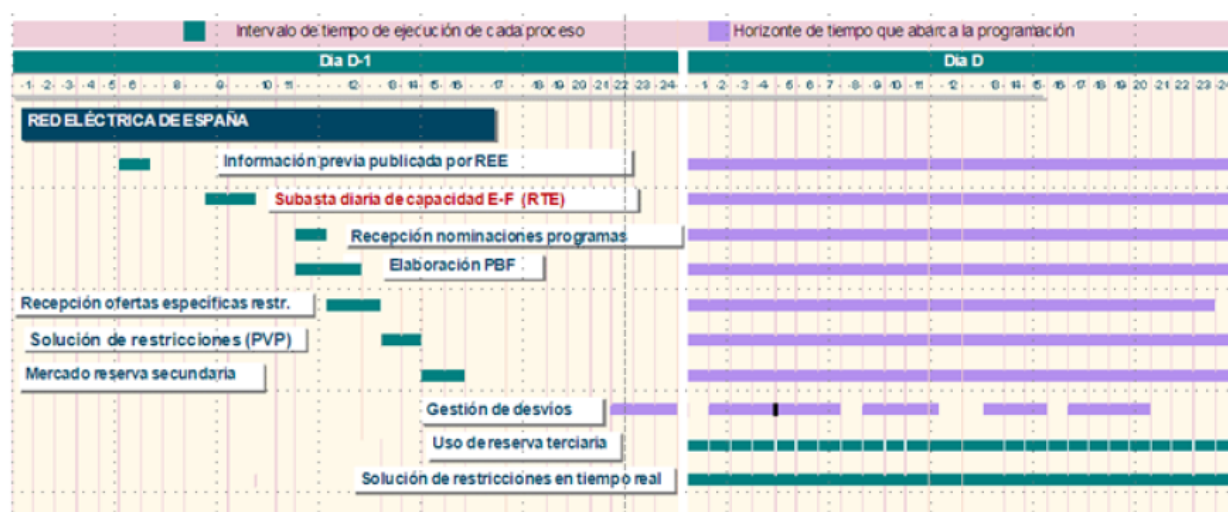


Figura 30 - Secuencia de ejecución y horizontes de aplicación de los principales mercados del Operador del Sistema.

La liquidación de los desvíos. El sobrecoste horario originado por la aparición de desvíos en el sistema que han tenido que ser gestionados por el OS (servicios complementarios de secundaria y terciaria y gestión de desvíos) es posteriormente repercutido a los agentes que se hayan comportado en contra de las necesidades del sistema. Si el desvío neto horario del sistema era a subir, significa que había más demanda que producción y, por tanto, ha sido necesario utilizar más generación o solicitar menor consumo, por lo que el sobrecoste lo pagarán aquellos agentes que hayan producido de menos en esa hora o hayan consumido de más respecto a su programa. En el caso de que el desvío neto horario del sistema sea a bajar, significa que sobraba producción respecto a la demanda, por lo que los sobrecostes de los desvíos serán repercutidos a aquellos productores que hayan producido de más y a los consumidores que hayan consumido de menos respecto a su programa horario.

Finalizado el alcance temporal diario de los programas de los agentes, consumidores y generadores, se entra en los procesos de liquidación (cobros y pagos) de sus energías realmente producidas y consumidas, repercutiendo a cada uno los costes de los desvíos en que han incurrido por haber “incumplido” sus respectivos programas de producción y consumo. Así, a aquellos que se han desviado a subir en una determinada hora (generadores que han producido más que su programa y consumidores que han consumido menos que sus programas) se les repercute el coste correspondiente en caso de que ese desvío haya ido en dirección contraria a las necesidades del sistema en dicha hora (los generadores cobran un precio inferior al precio marginal de la hora por su producción adicional, y los consumidores reciben un precio inferior al precio marginal que pagaron en esa hora por su menor consumo), mientras que si su desvío fue en el mismo sentido de las necesidades del sistema, no se les repercute coste alguno (los generadores cobran el marginal y los consumidores reciben el marginal). Razonamiento idéntico es para el caso de desvíos a bajar, en los que productores han generado menos energía que su programa y los consumidores han consumido más que lo establecido en su programa.

3.2.4 Intercambios internacionales

Constituyen un caso particular de transacción en el mercado mayorista, con la diferencia de que cada país tiene su sistema de regulación propio, que se desarrolla en España mediante la Orden de 14 de julio de 1998 del Ministerio de Industria y Energía. Estos intercambios se realizan a través de las interconexiones internacionales. Estas, están compuestas por el conjunto de líneas y elementos de la red de transporte compartidos por los dos sistemas eléctricos.

Se establecen diariamente intercambios comerciales de electricidad aprovechando las diferencias de precios de la energía entre los sistemas eléctricos interconectados. Estos intercambios permiten que la generación de electricidad se realice con las tecnologías más eficientes fluyendo la energía desde donde es más barata hacia donde es más cara.

Contribuyen a que aumente la competencia entre sistemas vecinos, pues las importaciones de energía de otros países suponen un estímulo para que los agentes del propio país ofrezcan propuestas más competitivas, lo que se traduce en una reducción del precio de la electricidad a nivel mayorista.

Finalmente, las interconexiones proporcionan una mayor integración de energías renovables, dado que la energía renovable que no tiene cabida en el propio sistema se puede enviar a otros sistemas vecinos, del mismo modo que, ante la falta de producción renovable o problemas en la red, un alto grado de capacidad de intercambio permite recibir energía de otros países. Por tanto, las interconexiones eléctricas son una pieza esencial para el desarrollo de un sistema eléctrico adecuado que garantice las necesidades de suministro.

En España, la capacidad de intercambio (definida como el valor máximo de potencia eléctrica instantánea que se puede importar o exportar entre dos sistemas eléctricos manteniendo los criterios de seguridad) se situaba en 2016 en el 5 % –uno de los niveles más bajos de la Unión Europea–, en gran medida por su posición geográfica, que dificulta las posibilidades de interconexión con el resto de Europa. Sin embargo, la Comisión Europea recomienda un ratio de interconexión de, al menos, el 10 % de la capacidad de producción instalada en todos los Estados miembros en el horizonte de 2020 y del 15 % en 2030.

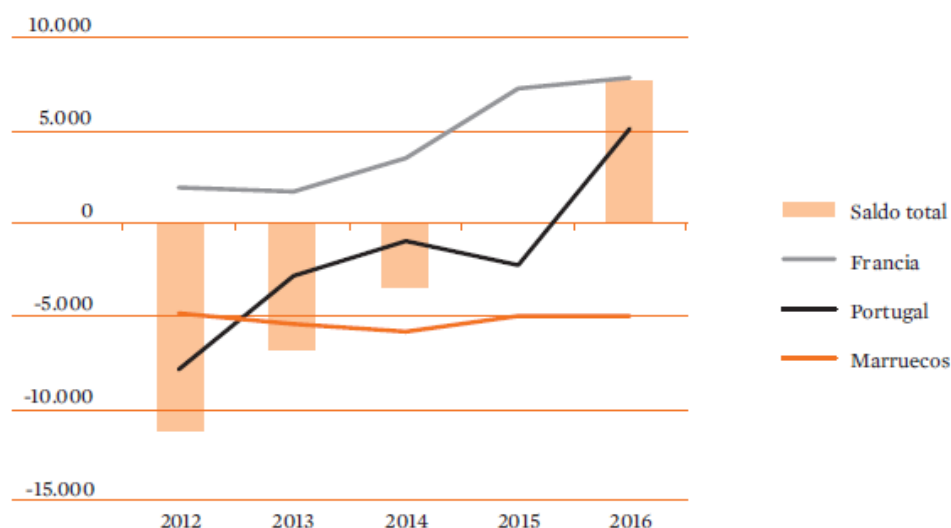


Figura 31 - Saldos de los intercambios internacionales físicos, 2012- 2016 (GWh)

Para ello, en el ámbito comunitario se han establecido una serie de estrategias dirigidas a garantizar la plena integración del mercado interior de la electricidad a través de unos niveles adecuados de interconexión que, tal y como se ha señalado anteriormente, permita alcanzar el objetivo del 15 % de la capacidad de producción instalada en 2030.

La Unión Europea ha ido dotándose de diferentes instrumentos dirigidos a realizar las inversiones necesarias en la infraestructura de la red. Cabe señalar al respecto el Programa Energético Europeo para la Recuperación (PEER) aprobado en 2009 en el contexto de la crisis, que contemplaba la identificación de proyectos de interconexión en la Unión Europea y la movilización de los recursos financieros necesarios.

Asimismo, posteriormente, el Reglamento RTE-E [Reglamento (UE) núm. 347/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de abril de 2013, relativo a las orientaciones sobre las infraestructuras energéticas transeuropeas y por el que se deroga la Decisión núm. 1364/2006/CE),] conjuntamente con el mecanismo «Conectar Europa» [Reglamento (UE) núm. 1316/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2013 por el que se crea el Mecanismo Conectar Europa),] crearon un instrumento europeo destinado a identificar y garantizar la puesta en marcha de los proyectos que Europa necesita a lo largo de doce corredores y áreas prioritarios, para lo cual se crearon los Proyectos de Interés Común (PIC), cuya lista se actualiza cada dos años.

La primera lista, establecida por el Reglamento (UE) núm. 1391/2013, contaba con cuatro proyectos que afectaban a España y la segunda, publicada en 2016, con seis proyectos dentro del corredor prioritario de las interconexiones eléctricas en el eje norte-sur de Europa occidental.

En cualquier caso, las interconexiones previstas no parecen ser suficientes para acabar con el relativo aislamiento eléctrico de España y, además, algunos de estos proyectos están teniendo problemas en su desarrollo, con lo que España podría ser el único país de la Europa continental que en el año 2020 no cumpla el objetivo previsto del 10 %

3.3 El precio de la electricidad. Los costes del sistema eléctrico

En los últimos diez años, los precios finales de la electricidad en España siguieron una trayectoria ascendente, incluso a pesar de que más de la mitad del periodo fueron años de crisis económica y, por consiguiente, de debilidad de la demanda de consumo. Este recorrido al alza de los precios de la electricidad junto con la alta volatilidad que potencialmente presentan, resultan objeto de preocupación, dado el carácter de la electricidad como bien de primera necesidad y como *input* necesario para la actividad productiva. De ahí que, a continuación se presente la estructura del precio de la electricidad con la finalidad de identificar los principales determinantes del comportamiento de los precios de la electricidad en España.

3.3.1 Estructura del precio de la electricidad

Para analizar los factores explicativos de esta trayectoria, resulta necesario distinguir los diferentes elementos que conforman el precio final de la electricidad, que se pueden agrupar en tres componentes: el de energía, el coste de acceso o de peaje y los impuestos (impuesto sobre la electricidad e IVA). Representado en la figura 32.

La volatilidad que afecta al precio final de la electricidad en España se explica, fundamentalmente, por la que sufre el componente de energía cuyo precio se fija en el *pool* o mercado mayorista. Sin embargo, el continuo crecimiento de los precios finales de la electricidad se explica, principalmente, por la evolución de los costes regulados: peajes e impuestos. Estos costes ajenos al suministro representan el 60% del precio final de la electricidad y su peso ha ido en aumento en los últimos años; de hecho, en 2005 representaban algo menos del 30% de la factura.

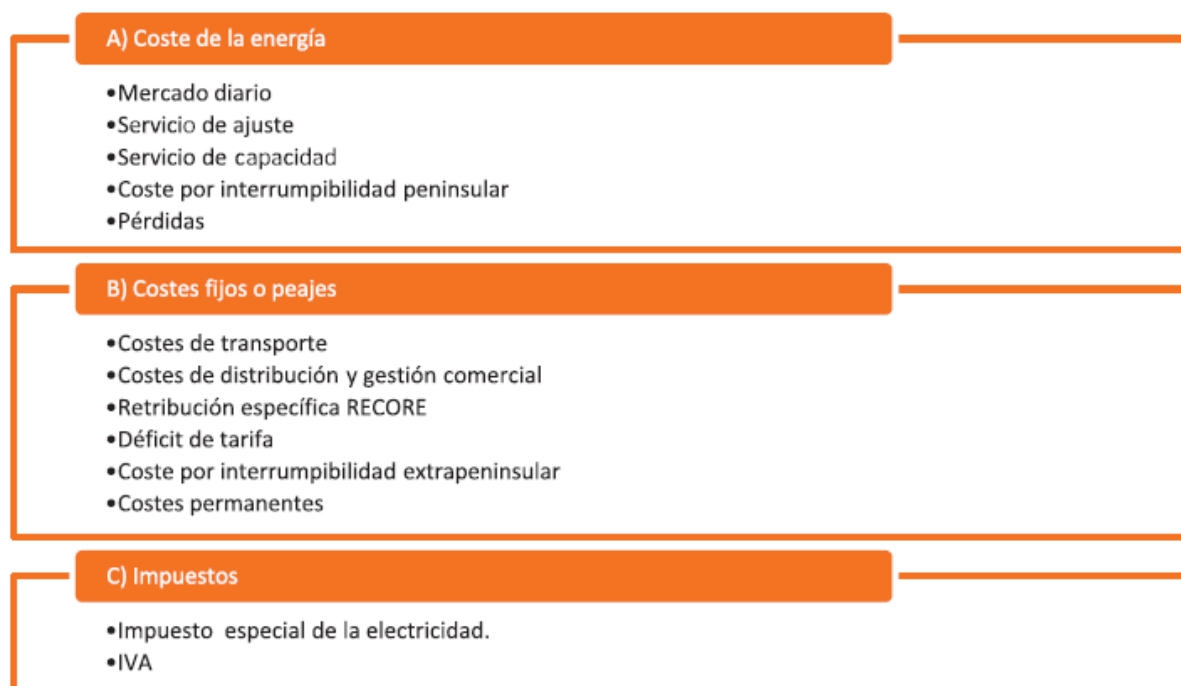


Figura 32 - Elementos que conforma el precio final de la electricidad.

Los costes descritos en la figura determinan la estructura de las tarifas de acceso en España, las cuales constan de una parte fija independiente del consumo (término de potencia) que depende de la potencia contratada por el consumidor y una parte variable que sí está relacionada con el consumo (término de energía) pero que también engloba gran parte de los costes fijos. El RECORE es la retribución a las renovables, cogeneración y residuos.

A) Coste de la energía

Como se ha indicado el coste de la energía es la parte variable de la factura eléctrica, la que está sometida a una mayor volatilidad. Esta es la parte que reciben las compañías generadoras por los servicios que prestan y representa alrededor del 40% del precio final.

Su coste se fija en el mercado mayorista, que como se ha indicado anteriormente, responde a una secuencia de mercados en la que en primer lugar, se encuentra el mercado a plazos, en segundo lugar, el mercado diario, y por último, los mercados de corto plazo. La volatilidad del precio se da fundamentalmente en los dos últimos, puesto la principal ventaja que ofrece el mercado a plazo es justamente gestionar o cubrir el riesgo de precios.

La fijación del precio en los mercados diario e intradiario de la electricidad sigue un sistema de subasta, operados por OMIE.

El mecanismo de fijación de precios empleado es del tipo marginalista, lo que significa que el precio para cada franja horaria lo fija la última unidad de oferta que casa con la demanda. Esto determina que el precio del MWh se dispare en días concretos. Las razones que pueden explicar tales aumentos de precios son: la meteorología, puesto que determina la participación de las centrales hidráulicas o eólicas, que se encuentran entre las más baratas, o la variación de la demanda externa de electricidad.

B) Tarifas de acceso

Las tarifas de acceso, en ocasiones, han llegado a alcanzar más de un 40 por 100 del precio final de la electricidad y representan la parte regulada del sector energético. Estos costes fijos han registrado una trayectoria al alza a lo largo de los últimos años, y pueden considerarse el principal factor explicativo del crecimiento que ha experimentado el precio de la electricidad.

Bajo el concepto de tarifas de acceso están los costes relativos a la parte regulada del precio de la electricidad que, además del peaje por el uso de la líneas de alta tensión y el mantenimiento de los organismos necesarios para el buen funcionamiento del sistema, cubre conceptos como: el régimen retributivo específico a las energías renovables, la cogeneración y los residuos (RECORE); las anualidades del déficit de tarifa; la compensación extrapeninsular, que responde de los costes ocasionados por suministrar electricidad a zonas aisladas del sistema eléctrico; y, finalmente, otros costes menores de diversa naturaleza.

Pese a que los últimos ejercicios se han cerrado con superávit de tarifa, a finales de 2016 la deuda pendiente del déficit acumulado ascendía a 23.070,4 millones de euros, coste que se traslada a los consumidores finales a través del recibo de la luz.

Tras años consecutivos de déficit, y tras la aplicación del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico y la mencionada Ley 15/2012, 2014 fue el primer ejercicio en el que el sistema eléctrico generó superávit, por importe de 550,3 millones de euros. En 2015 y 2016 el resultado fue nuevamente superavitario, por valor de 469,3 y 111 millones de euros, respectivamente. A continuación se muestra la evolución de las actividades reguladas.

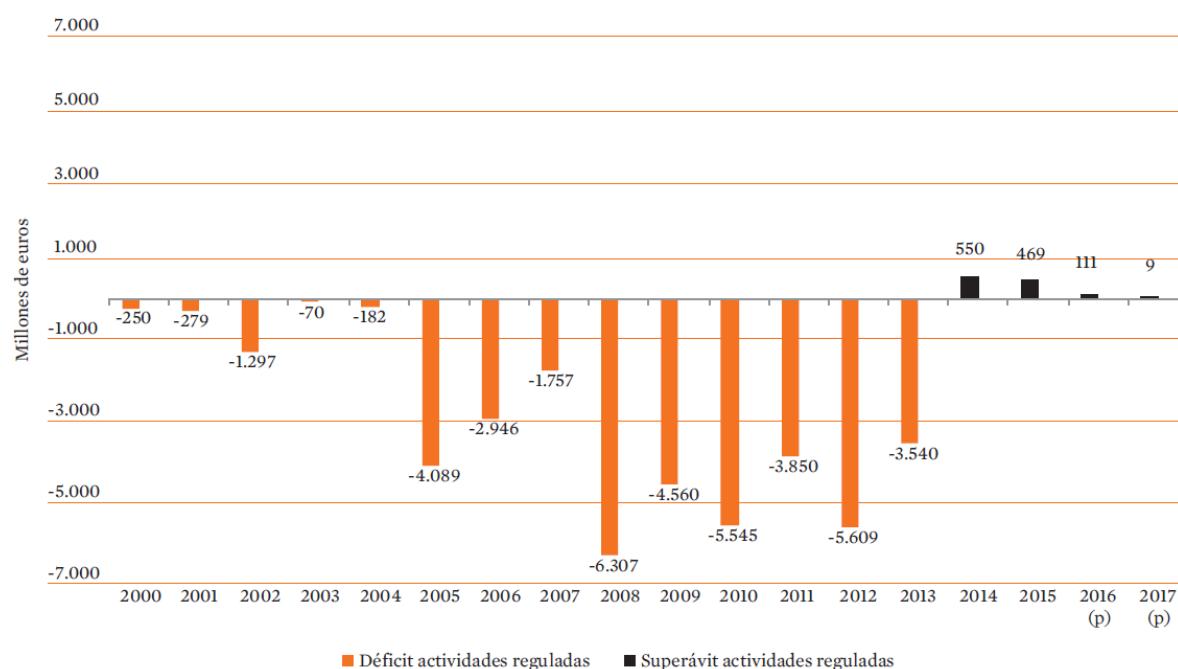


Figura 33 – Resultado de las liquidaciones de cierre de las actividades del sector eléctrico.

C) Impuesto especial sobre la electricidad, IVA y otros

Los impuestos asociados al consumo de electricidad son de dos tipos: el llamado impuesto sobre la electricidad y el impuesto sobre el valor añadido (IVA). Esta carga fiscal supone algo más de una cuarta parte del precio final que pagan los consumidores de electricidad.

El impuesto especial sobre la electricidad es un impuesto indirecto que grava, en fase única, el suministro de energía eléctrica para su consumo. La base imponible está constituida por el importe total de la contraprestación de las operaciones sujetas, en este caso el suministro de energía eléctrica. Sobre esta base imponible se establece un coeficiente a un tipo del 5,1% (con unos tipos mínimos por MWh). Este impuesto se entrega a las comunidades autónomas que son las responsables de su inversión.

El IVA que se aplica al consumo de electricidad es del 21%, pese a que, como se ha indicado anteriormente, podría considerarse un bien de primera necesidad. Además se carga sobre la otra figura impositiva, el impuesto sobre la electricidad.

Aunque resulta difícil establecer comparaciones directas entre los Estados miembros, dado que las estructuras impositivas y de recargos son muy diferentes, cabe simplemente señalar que el tipo del IVA en España es

superior al de Reino Unido, Francia, Italia, Alemania o Irlanda y que solamente es superado por el IVA que pagan los países nórdicos y Portugal.

3.3.2 Crecimiento de los precios de la electricidad en España

Tal y como se acaba de describir, la evolución del precio final de la electricidad en España contrasta con la del precio mayorista de la electricidad, que además es uno de los más bajos de la Unión Europea.

Se ha constatado que esta trayectoria responde principalmente a la parte del precio determinada por los costes de acceso, es decir, a las medidas específicas de regulación del sector, como son los apoyos a las renovables o los aumentos en su fiscalidad; aunque bien es cierto que la factura tiene integrado el impacto de ambos sobre el precio desde hace tiempo.

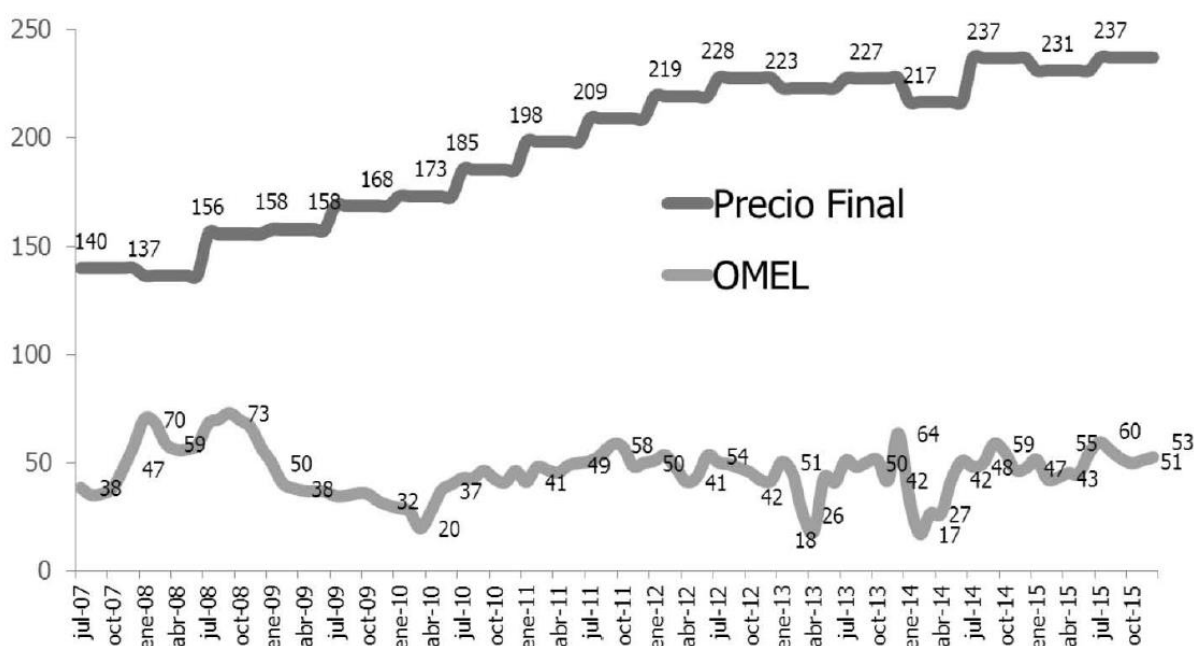


Figura 34 – Precio de mercado y precio final de la electricidad en España.

No obstante, el problema de que los precios sigan subiendo también es achacable al sistema de fijación establecido en la legislación actual, que no solo condiciona a subastas, fijando la cotización hora a hora con precios marginales en mercados mayoristas, de modo que es la previsión de consumo, y dentro de ella la oferta más cara, la que establece los precios, sino que también tiene una parte regulada para consumidores con potencia contratada de menos de 10 kW y acogidos al Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC).

Asimismo, cabe señalar también que los escasos avances en el mercado interior de la energía en la Unión Europea no han facilitado una mayor convergencia en los precios, sobre todo en los minoristas. En los mercados minoristas, la fragmentación del mercado interior resulta evidente y responde a unos sistemas de distribución de la red, unas políticas energéticas y climáticas nacionales descoordinadas, así como a diferencias en impuestos o gravámenes y en la reglamentación de las tarifas de la red. Además, esta falta de homogeneidad condiciona la elaboración de análisis comparados, dificultando la identificación de los aspectos que afectan diferencialmente a la competitividad.

3.4 Hacia una transición energética

La optimización del sector energético a través del aumento de la eficiencia energética, el impulso a las renovables y la mejora de la garantía de abastecimiento conforman la transición energética hacia una economía baja en carbono, que requerirá de una adecuación de las normas de gobernanza, nuevas perspectivas de diseño ecológico y una estrategia para una movilidad conectada y automatizada, todo ello orientado a los consumidores, agentes activos y centrales en los mercados de la energía del futuro.

Las propuestas legislativas abarcan la eficiencia energética, el impulso a las energías renovables, el diseño del mercado de la electricidad, la seguridad del abastecimiento de electricidad y las normas de gobernanza de la Unión de la Energía. La Comisión propone además nuevas perspectivas de diseño ecológico y una estrategia para una movilidad conectada y automatizada. Las propuestas incluyen medidas para acelerar la innovación en materia de energías limpias y para renovar los edificios de Europa, y otras para fomentar la inversión pública y privada, promover la competitividad industrial de la Unión Europea y mitigar el impacto social de la transición hacia una energía limpia.

Se trata de un proceso a tres velocidades:

- Por un lado, a corto plazo, donde la Estrategia Europa 2020 para un crecimiento inteligente, sostenible e integrador establece los objetivos de reducir las emisiones GEI (Gases de Efecto Invernadero) un 20 %, alcanzar el 20 % de participación de renovables en el consumo de energía, y aumentar un 20 % la eficiencia energética, retos que están en el proceso de alcanzarse.
- A medio plazo (2030), se pretende mejorar la eficiencia energética en un 30 %, alcanzar una participación de renovables de al menos el 27 %, y reducir las emisiones GEI en al menos un 40 % respecto a 1990 (los sectores no regulados por el régimen de comercio de emisiones tendrán que reducirlas hasta el 30 por 100 respecto a 2005), y el consumo energético en al menos un 27 %.
- Y a largo plazo (2050), la Hoja de Ruta establece que en 2050 la Unión Europea deberá haber reducido sus emisiones en un 80 % por debajo de los niveles de 1990 a través de reducciones domésticas y se establecen hitos intermedios (reducciones del orden del 40 % en 2030 y 60 % en 2040). También muestra cómo los principales sectores responsables de las emisiones de Europa, generación de energía, industria, transporte, edificios y construcción, así como la agricultura, pueden realizar la transición hacia una economía de baja emisión de carbono de forma rentable.

Las renovables han demostrado considerables mejoras de rendimiento y reducción de costes, y en muchos casos (eólica, hidroeléctrica y solar) han logrado un nivel de madurez que permite su implantación a una escala significativa. Pese a los buenos resultados, estas tecnologías todavía precisan de un apoyo directo o indirecto capaz de impulsar sus cuotas de mercado, y afrontar los desafíos relativos a la integración de la energía renovable en los sistemas energéticos y reducción de los costos asociados, que varían en función de la tecnología, las circunstancias regionales y las características del sistema energético de base.

La generación de electricidad es un componente clave de las estrategias de mitigación costo-efectivas para lograr niveles de estabilización con bajas emisiones de carbono (430-530 ppm de CO₂ equivalente). Y ello porque en la mayoría de los escenarios de modelización integrados, la descarbonización (reducción de la intensidad de carbono) se produce a mayor velocidad en la generación de electricidad que en sectores de la industria, edificios y transporte. En estos escenarios, la proporción del suministro de electricidad con bajas emisiones de carbono (energías renovables, energía nuclear y centrales de ciclo combinado) aumenta desde la proporción actual de aproximadamente el 30 % a más del 80 % en 2050, y la generación de energía procedente de combustibles fósiles se va eliminando de forma gradual hasta prácticamente desaparecer en 2100. El impacto ambiental de la generación de electricidad va asociado a cada combustible. Así, la energía de origen nuclear produce a lo largo de su ciclo de vida inferiores emisiones GEI respecto a otras fuentes convencionales, pero asume un riesgo de liberación radiactiva accidental, a lo que hay que añadir la dificultad asociada a la gestión y disposición de los residuos. Mientras, la electricidad obtenida a partir de gas natural reduce las emisiones un 40 % respecto al carbón y un 25 % respecto al petróleo, conteniendo cantidades marginales de sulfuros, si bien el aumento de recursos no convencionales de gas (como gas de esquisto o

carbón metano) podría provocar serios problemas ambientales.

Aunque de forma agregada, las fuentes fósiles siguen dominando el mix eléctrico en la Unión Europea, su peso en la generación de electricidad cayó del 56% al 42% entre 1990 y 2014; concretamente la electricidad generada a partir de carbón y lignito se redujo un 21 por 100, la producida a partir de gas natural y derivados aumentó un 119 % (si bien ha registrado un descenso de 9 puntos porcentuales desde 2008), la generada a partir de centrales nucleares aumentó un 10 %, y la derivada de fuentes renovables aumentó un 184 %

Ante el doble reto de reducir las emisiones GEI y ganar eficiencia energética sería necesario aumentar la generación de electricidad a partir de renovables, lo que reduciría la presión ambiental asociada a este proceso. En todo caso, el éxito de las renovables pasa por un aumento de su capacidad de almacenamiento, como el de gran escala (hidroeléctrica reversible o de bombeo), el almacenamiento en redes (pilas y baterías, condensadores y supercondensadores), o a nivel de usuario (baterías, superconductores). Los sistemas de almacenamiento eléctrico están disponibles en la actualidad, pero sus niveles de implantación son limitados comparados con el rápido crecimiento de la generación variable de energía renovable. Esto supone que el desarrollo tecnológico debe ser complementado activamente con un ámbito regulador adecuado.

España está en condiciones de cumplir los objetivos de 2020, a tenor de las emisiones registradas en el último avance del Inventario, que confirma para 2016 una reducción del 3,5 % respecto a 2015. Y, si bien se prevé cumplir el objetivo del 20 % de penetración de la energía renovable sobre el consumo final en 2020, de conformidad con el 16,2 % alcanzado en 2015, hay que tener en cuenta que mientras el Paquete de Invierno propone para 2030 un objetivo de al menos un 27 % de renovables en el consumo final de energía, el Parlamento Europeo pretende ampliarlo hasta el 35 %. Así pues, solo con las medidas actualmente consideradas no será posible para España cumplir los objetivos fijados por la Unión Europea. Para alcanzar una economía baja en carbono es necesario apostar por un mayor desarrollo tecnológico, pero también fomentar un cambio de hábitos en materia de consumo energético orientado a alcanzar comportamientos sostenibles y ahorros energéticos. La descarbonización del parque eléctrico necesita una mayor contribución renovable, que permita reducir el factor de emisión del mix eléctrico hasta un valor en torno a los 150 gCO₂ por kWh generado. Paralelamente, es necesario impulsar la eficiencia energética promoviendo mejoras que aseguren un ahorro del 30 % de la energía consumida en el horizonte 2030.

3.5 Servicio de Interrumpibilidad

El servicio de interrumpibilidad es una herramienta de gestión de la demanda para dar una respuesta rápida y eficiente a las necesidades del sistema eléctrico de acuerdo a criterios técnicos (de seguridad del sistema) y económicos (de menor coste para el sistema), que consiste en reducir la potencia activa demandada en respuesta a una orden dada por Red Eléctrica como Operador del Sistema.

De acuerdo con la normativa relativa al mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad (Orden IET/2013/2013 y sus posteriores modificaciones) el recurso interrumpible se asigna mediante un procedimiento de subastas, siendo el Operador del Sistema el responsable de organizar y gestionar dicho sistema de subastas, así como de la ejecución, seguimiento y verificación de todos los aspectos relativos a la prestación de dicho servicio de gestión de la demanda.

El servicio de interrumpibilidad entró en vigor en el año 2008 mediante la Orden ITC/2370/2007, de 26 de julio, por la que se regula el servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad para los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción.

Desde la primera liquidación de actividades reguladas del año 2015, el coste del servicio de demanda de interrumpibilidad deja de ser un coste liquidable del sistema pasando a ser soportado por la demanda, según

establece la Disposición final primera de la Orden IET/2444/2014, de 19 de diciembre, por la que se modifica la Orden IET/2013/2013.

Por otra parte, la CNMC, consideró que Red Eléctrica (REE), el operador del sistema, debería justificar mediante una metodología de estudio que realmente es necesario subastar unas cantidades tan elevadas de potencia interrumpible.

La disposición adicional segunda de la Orden ETU/1133/2017, de 21 de noviembre, por la que se modifica la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad, estableció, para la temporada eléctrica 2018, la aplicación de la prestación del servicio de interrumpibilidad en un periodo inferior a la temporada eléctrica anual prevista con carácter general en la citada Orden IET/2013/2013. En concreto, se estableció un primer periodo de entrega comprendido entre el 1 de enero y el 31 de mayo de 2018.

Durante este periodo los bloques eran de 90 MW y 5MW, a partir de este periodo, se sustituyeron las referencias al producto «90 MW» por «40 MW» por el art. único.1 de la Orden ETU/362/2018, de 6 de abril. (Ref. BOE-A-2018-4751).

Esta modificación fue de aplicación a partir del periodo de entrega que comenzó el 1 de junio de 2018.

La cuantía correspondiente al coste del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad será incluida en el «coste de producción de electricidad y margen de comercialización» en el área g) de los modelos I, II y III de la factura, incluidos en los anexos I, II y III, y en el «coste de producción de electricidad» en los modelos IV y V de la factura previstos en los anexos IV y V de la Orden ETU/1976/2016, de 23 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2017.

Esta orden (IET/2013/2013) será de aplicación a los consumidores de energía eléctrica conectados en alta tensión que contraten su energía en el mercado de producción, directamente o a través de comercializador.

Asimismo, será de aplicación al operador del sistema, «Red Eléctrica de España, S.A.», como encargado de la gestión del servicio de interrumpibilidad y de la realización del mecanismo competitivo para su asignación.

El coste imputable a la organización del procedimiento de subastas será soportado por aquellos participantes que resulten adjudicatarios, en función de la cantidad de potencia adjudicada. Dicho coste será expresado en €/MW adjudicado y aprobado por resolución de la Secretaría de Estado de Energía.

El operador del sistema gestionará el servicio de interrumpibilidad atendiendo a las necesidades que surjan en la operación del sistema eléctrico, de acuerdo a criterios de seguridad y de menor coste.

El citado operador solicitará una ejecución de la opción de reducción de potencia respondiendo a criterios técnicos y económicos:

- a) Criterios técnicos: Como herramienta de respuesta rápida en situaciones de emergencia dentro de la operación del sistema.
- b) Criterios económicos: En situaciones en que la aplicación del servicio suponga un menor coste que el de los servicios de ajuste del sistema.

Para la ejecución de la opción, el operador del sistema enviará, a través del sistema establecido para este fin, y de acuerdo a los procedimientos y plazos establecidos al efecto, una orden de reducción de potencia a los proveedores del servicio y éstos, en respuesta a dicha orden, reducirán su potencia activa demandada hasta cumplir con los valores de potencia residual comprometidos.

En el caso de consumidores que hayan resultado adjudicatarios tanto del producto de 40 MW como del producto de 5 MW, la ejecución de la opción conllevará la prestación del servicio por la totalidad del potencial adjudicado en ambos productos.

3.5.1 Retribución del servicio de interrumpibilidad

La metodología de cálculo que se emplea para la estimación de la retribución del servicio de interrumpibilidad se basa en la Orden Ministerial IET/2013/2013, de 31 de octubre.

La retribución del servicio de interrumpibilidad estará constituida por dos términos, uno fijo asociado a la disponibilidad de potencia y otro variable asociado a la ejecución efectiva de una opción de ejecución de reducción de potencia.

El proveedor recibirá una retribución mensual asociada a la disponibilidad de potencia correspondiente a una doceava parte de la cantidad resultante de multiplicar la cantidad de potencia expresada en MW adjudicada en la subasta por el precio resultante de la misma en euros/MW y año, según la fórmula siguiente:

$$R_{mmax} = \frac{1}{12} \cdot P_{sub} \cdot Precio$$

Dónde:

P_{sub} : Potencia asignada en la subasta (MW).

Precio: Precio de adjudicación en la subasta (€/MW año).

El proveedor recibirá una retribución asociada a la ejecución de la opción de reducción de potencia. Dicho pago se calculará horariamente como:

$$R_{eoi} = P_{sub} \cdot t_{eoi} \cdot P_{reoi}$$

Dónde:

R_{eoi} : Es la retribución en € de la ejecución de la opción i para el proveedor.

P_{sub} : Es la potencia asignada en la subasta en MW.

T_{eoi} : Es el periodo de tiempo de ejecución de la opción i en horas.

P_{reoi} : Es el precio de referencia en €/MWh para la ejecución de la opción i y que se calculará como la diferencia entre un valor indexado al precio estimado de la reserva de regulación terciaria a subir ponderado por un coeficiente K_a o K_b , función de la opción de ejecución A o B solicitada por el operador del sistema, y el precio marginal horario del mercado diario que haya resultado en el correspondiente periodo de ejecución.

Cuando el resultado de dicha diferencia sea inferior a 0, entonces se tomará el valor de $P_{reoi} = 0$

Para el caso en que la opción de ejecución cubra dos periodos en los que el precio marginal del mercado diario haya sido diferente, se calculará por separado la retribución correspondiente para cada periodo, de modo que:

$$R_{eoih} = P_{sub} \cdot t_{eoih} \cdot P_{reoih}$$

Para $h = 1, 2$.

Dónde:

- el subíndice h tomará los valores 1 y 2, correspondientes a la primera y segunda hora, respectivamente, de los periodos en los que tiene lugar la opción de ejecución.
- t_{eoih} es el tiempo, en horas, de cada uno de los dos periodos temporales en el que tiene lugar la opción de ejecución.
- P_{reoih} es el precio de referencia, en €/MWh, aplicado en cada uno de los periodos temporales, tal y como se ha descrito en el apartado 3 anterior.

El operador del sistema enviará a la Secretaría de Estado de Energía, junto a la información a la que se refiere el artículo 4.2 de la Orden IET/2013/2013, una propuesta de precio estimado de la reserva de regulación terciaria a subir y de valores de los coeficientes K_a y K_b para cada periodo de entrega.

Valor del precio estimado de la reserva de regulación terciaria a subir y valores de los coeficientes k_a y k_b para el cálculo de la retribución asociada a la ejecución de una orden de reducción de potencia en el periodo de entrega entre el 1 de junio y el 31 de diciembre de 2018

Para el periodo de entrega comprendido entre el 1 de junio y el 31 de diciembre de 2018:

1. El valor del precio estimado de la reserva de regulación terciaria a subir al que hace referencia el artículo 12.2 de la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, será 72,20 €/MWh.
2. Los valores de los coeficientes K_a y K_b para cada una de las opciones de ejecución definidas en el artículo 5 de la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, serán los recogidos en la siguiente tabla:

Tabla 5. Coeficientes K_a y K_b

| OPCIÓN DE EJECUCIÓN | COEFICIENTE | VALOR |
|---------------------|-------------|-------|
| A | K_a | 0,864 |
| B | K_b | 0,751 |

Cada uno de los productos lleva asociadas dos opciones de ejecución que implican la reducción efectiva de la potencia en respuesta a una orden del operador del sistema, en los términos previstos en el artículo 10, apartado 3, letra b) de la Orden IET/2013/2013, y que se diferencian en función del tiempo de preaviso:

- a) Ejecución instantánea (A): Sin preaviso mínimo.
- b) Ejecución rápida (B): Preaviso mínimo de 15 minutos.

La ejecución de cada una de las opciones tendrá una duración máxima de una hora, estableciéndose un máximo de dos ejecuciones consecutivas.

El número de horas anuales máximo de ejecución de las órdenes de reducción para cada uno de los productos definidos será:

- a) 240 horas anuales para el producto 5 MW, con un máximo de cuarenta horas mensuales.
- b) 360 horas anuales para el producto 90 MW, con un máximo de sesenta horas mensuales.

Incumplimiento de las condiciones y de los requisitos de prestación del servicio de interrumpibilidad.

3.5.2 Incumplimiento de las condiciones y de los requisitos del servicio de interrumpibilidad.

En el caso de incumplimiento de las condiciones y requisitos de prestación del servicio de interrumpibilidad se establecen las siguientes penalizaciones.

Para cuando se incumpla la ejecución de una opción de reducción de potencia, hay dos tipos de penalizaciones:

1. Cuando el proveedor del servicio incumpla la primera ejecución de una opción en el periodo de entrega, se producirá una obligación de pago calculada de la siguiente forma:

$$OP(\%) = \min[(OP_{consumo} + OP_{generación}), 120]$$

$$OP_{consumo}(\%) = k_p \cdot \left(1 + \frac{P_d - P_{max}}{P_a - P_{max}}\right)^2 \cdot \left(1 + \frac{N}{N_t}\right)^3$$

$$OP_{generación}(\%) = \min\left[\left(\frac{0,95 \cdot Prog - Gen}{P_{sub}}\right), 1\right] \cdot \left(\frac{0,95 \cdot Prog - Gen}{0,95 \cdot prog}\right) \cdot 100$$

Dónde:

- OP (%): Es la obligación de pago aplicable al proveedor del servicio por el incumplimiento de la ejecución de la opción que corresponda, que se establece como un porcentaje sobre el componente de la retribución que le hubiera correspondido en el periodo de entrega en que se produce el incumplimiento asociado a la disponibilidad de la potencia adjudicada en la subasta, valorada al precio de asignación. Este porcentaje será como máximo el 120 % de dicho componente de la retribución.
- $OP_{consumo}$ (%): Es la obligación de pago aplicable al proveedor del servicio por el incumplimiento de la ejecución de la opción debida al incumplimiento de alguno de sus registros de potencia demandada.
- $OP_{generación}$ (%): Es la obligación de pago aplicable al proveedor del servicio por el incumplimiento de la ejecución de la opción debida al incumplimiento de los requisitos establecidos a la generación asociada.
- K_p : Es el factor de penalización por incumplimiento. Se considerará un valor de K_p de 3,125.
- P_d : Es la máxima potencia demandada por el proveedor del servicio durante la ejecución de la opción solicitada e incumplida, en base a los registros de cinco minutos generados durante la ejecución.
- P_{max} : Es la potencia residual de referencia declarada por el proveedor en el proceso de habilitación.
- P_a : Para el producto 40 MW es la potencia media de los seis periodos horarios anteriores a la hora de envío de la orden de ejecución. Para su determinación se utilizarán los registros de potencia demandada de un máxímetro con periodo de integración de 15 minutos, que además deberán haber sido comunicados al operador del sistema. El operador del sistema podrá utilizar, en su caso, para verificar el valor de P_a información de telemida en tiempo real o cualquier otro medio que se considere conveniente.
- Para el producto 5 MW es la potencia media desde el inicio del periodo de entrega hasta el instante de envío de la orden de ejecución en el periodo tarifario en que tiene lugar la orden.
- N: Número de periodos de cinco minutos en los que se incumple la ejecución de la opción solicitada, de acuerdo a lo establecido en el artículo 10 de la presente orden.

- N: Número total de periodos de cinco minutos que integran la ejecución de la opción incumplida.
 - Prog: Programa de participación en el mercado para las instalaciones con generación asociada. En el caso de instalaciones acogidas a la modalidad de autoconsumo, Prog será el programa de generación remitido al operador del sistema a través del SG-SCECI.
 - Gen: Medida de generación registrada en el SG-SCECI.
 - P_{sub}: Potencia asignada en la subasta.
2. Si se hubiera producido un segundo incumplimiento de ejecución de una opción de reducción de potencia durante el mismo periodo de entrega que el primer incumplimiento, este hecho conllevará la exclusión del servicio de interrumpibilidad y la pérdida total de la retribución para dicho periodo de entrega, así como la prórroga del mismo, según corresponda.
 - 3.

3.5.2.1 Liquidación de la penalización.

La liquidación de la penalización se realizará conforme al procedimiento de operación P.O. 14.9 «Liquidación y facturación del servicio de interrumpibilidad prestado por consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción»

Si es el primer incumplimiento de los últimos doce meses, la penalización aplicable es el 120 % de la retribución que le hubiera correspondido por el servicio de interrumpibilidad en el año que se produce el incumplimiento. Dicha obligación de pago se realizará del modo siguiente:

En la primera liquidación mensual a cuenta de la liquidación anual posterior al incumplimiento, el proveedor realizará un pago igual al 120 % del valor de la liquidación anual disponible. Por tanto, el proveedor estará pagando el 120 % de la retribución de los meses transcurridos hasta que se produce el incumplimiento.

En las restantes liquidaciones mensuales a cuenta de la liquidación anual el proveedor no cobrará ningún importe y pagará cada mes el 20 % de lo que le hubiera correspondido por el servicio de interrumpibilidad.

Por tanto, al final del año, una vez que se practique la liquidación anual definitiva, el proveedor que ha incumplido una sola vez, no habrá percibido importe alguno y habrá pagado el 20 % de lo que le hubiera correspondido percibir en caso de no existir incumplimiento.

3.5.3 Subastas

La asignación del servicio de interrumpibilidad se realizará a través de un procedimiento de subastas gestionado por el operador del sistema., según la Orden IET/2013/2013.

Con anterioridad al inicio del procedimiento de subastas, el operador del sistema remitirá a la Secretaría de Estado de Energía y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia propuesta justificada del requerimiento de potencia interrumpible para el siguiente periodo de entrega o temporada eléctrica.

La Secretaría de Estado de Energía del Ministerio de Industria, Energía y Turismo resolverá teniendo en cuenta la propuesta del operador del sistema y el informe emitido por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, determinando los siguientes aspectos:

- a) El rango de cantidades a adjudicar para cada subasta y tipo de producto.
- b) El precio de salida, que será fijado tras el análisis de la cantidad de recurso interrumpible.
- c) Las reglas a aplicar en la subasta.
- d) La fecha de realización de cada subasta.
- e) El periodo de entrega de la potencia interrumpible.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia actuará de supervisora de la subasta. En el plazo

máximo de 72 horas desde el momento del cierre de las subastas, la citada Comisión confirmará que el proceso se ha realizado de forma objetiva, competitiva y no discriminatoria.

El operador del sistema deberá remitir a la Secretaría de Estado de Energía y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en el plazo máximo de una semana desde la celebración de cada subasta la información relativa a los proveedores que hayan resultado adjudicatarios de la misma, la cantidad y tipo de producto ofertado por cada uno de ellos y la cantidad finalmente adjudicada, y los precios que resulten para cada uno de ellos.

El coste imputable a la organización del procedimiento de subastas será soportado por aquellos participantes que resulten adjudicatarios, en función de la cantidad de potencia adjudicada.

Dicho coste será expresado en €/MW adjudicado y aprobado por resolución de la Secretaría de Estado de Energía..

3.5.3.1 Subastas 2017

Red Eléctrica de España completó el proceso de asignación del servicio de interrumpibilidad a través de subastas competitivas con la asignación de un total de 10 bloques de 90 megavatios (MW) y de 415 bloques de 5 MW, lo que se traduce en una potencia interrumpible para el 2017 de 2.975 MW. A esta convocatoria de subastas han acudido 138 consumidores.

Las subastas, son organizadas por Red Eléctrica como administrador de la subasta, quien publica los resultados definitivos en la web de e-Sios, ya validados por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC).

Una vez subastados los 340 bloques iniciales de 5 MW sin que se agotara el presupuesto asignado para la temporada 2017, Red Eléctrica en virtud de lo dispuesto en la Resolución de la Secretaría de Estado de Energía del 5 de agosto por la que se aprueban las reglas del procedimiento competitivo para la asignación del servicio de interrumpibilidad, publicada en el BOE del 12 de agosto del 2016, convocó subastas adicionales que tuvieron lugar el jueves 17 y en las que se asignaron 75 nuevos bloques de 5 MW.

El precio medio de asignación fue de 289.125 euros/MW para los productos de 90 MW y de 127.536 euros/MW para los de 5 MW. La media ponderada de asignación se ha situado en los 176.420 euros/MW.

Los precios de salida fijados por la Secretaría de Estado de Energía en la Resolución del 7 de octubre del 2016, por la que se aprueba el calendario y características para la subasta eléctrica 2017, publicado en el BOE del 12 de octubre del 2016, han sido de 310.000 euros/MW para los productos de 90 MW y de 160.000 euros/MW para los de 5 MW.

3.5.3.2 Subastas 2018

Red Eléctrica de España completó el proceso de asignación del servicio de interrumpibilidad a través de subastas competitivas con la asignación de un total de 25 bloques de 40 megavatios (MW) y de 320 bloques de 5 MW, lo que se traduce en una potencia interrumpible para el periodo del 1 de junio al 31 de diciembre del 2018 de 2.600 MW. En esta convocatoria de subastas han participado 123 consumidores.

Las subastas, han sido organizadas por Red Eléctrica como administrador de la subasta, se publicaron los resultados definitivos en la web de e-Sios, ya validados por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC).

El precio medio de asignación fue de 174.174 euros/MW y año para los productos de 40 MW y de 63.168 euros/MW y año para los de 5 MW. La media ponderada de asignación se ha situado en los 105.863 euros/MW y año.

Los precios de salida fijados por la Secretaría de Estado de Energía en la Resolución del 19 de abril del 2018 fueron de 200.000 euros/MW y año para los productos de 40 MW y 150.000 euros/MW y año para los de 5 MW.

3.5.4 Liquidación del servicio de Interrumpibilidad

Corresponderá al operador del sistema la liquidación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad, que se realizará de forma mensual e incorporará, al menos, los siguientes conceptos:

- a) La retribución del servicio a los proveedores adjudicatarios de la subasta, de acuerdo a lo establecido en el artículo 12. Retribución del servicio, de la Orden IET/2013/2013.
- b) En su caso, las obligaciones de pago derivadas del incumplimiento de los requisitos y condiciones, de acuerdo a lo establecido en la presente orden.

El coste del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad será liquidado de acuerdo con lo siguiente:

- a) La demanda asumirá la totalidad del coste fijo mensual de manera proporcional a su consumo en barras de central, integrándose a efectos de su liquidación por el operador del sistema como un coste de energía en el mercado.
- b) El coste variable horario y la energía reducida se liquidarán según el procedimiento de liquidación de desvíos recogido en el Procedimiento de Operación 14.4 (P.O. 14.4) “Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema”.

Los proveedores adjudicatarios de la subasta no podrán ceder, en todo o en parte, ni los derechos ni las obligaciones de pago derivados de la prestación del servicio.

El coste imputable a la organización de las subastas al que hace referencia el artículo 4.6, de la Orden IET/2013/2013 (Dicho coste será expresado en €/MW adjudicado y aprobado por resolución de la Secretaría de Estado de Energía.)

Será facturado por el operador del sistema una vez finalizado el procedimiento de subastas para cada periodo de entrega a los proveedores adjudicatarios del mismo.

Las penalizaciones se liquidaran según Procedimiento de Operación 14.9 como se ha explicado anteriormente.

4 DEMANDA

La demanda de electricidad es estacional en el corto y largo plazo con altos grados de aleatoriedad, el consumo no solo cambia a lo largo del día, también a lo largo de la semana, dependiendo de si es un día laborable o festivo, y a lo largo del año dependiendo de la estación en la que nos encontremos.

Solo pueden ser transportadas a lo largo de líneas de transporte existentes (la nuevas líneas de transmisión requieren para ser construidas, de largos periodos de tiempo y costosos recursos).

Además, la energía eléctrica no puede ser almacenada en grandes cantidades en la mayoría de los sistemas eléctricos, al menos de forma sencilla. A día de hoy no se ha conseguido almacenar la energía eléctrica a gran escala, aunque sí se ha logrado en pequeñas cantidades (las tradicionales baterías o los sistemas más novedosos como las pilas de combustible y los almacenadores cinéticos). Los grandes recursos actuales de almacenamiento son las centrales hidráulicas de bombeo –suben el agua de un embalse inferior a uno superior– y de menor capacidad el almacenamiento térmico como sales fundidas que se utilizan en centrales solares de concentración.

Debido a esto, en todo momento, se consume en el mismo instante que se produce, es necesario el equilibrio instantáneo entre generación y demanda. Así pues, la capacidad instalada tiene que ser permanentemente superior a la mayor punta de demanda razonablemente probable. Teniendo en cuenta las probabilidades de fallo las coincidencias de mantenimiento o la aleatoriedad y estacionalidad de ciertos sistemas de generación. Para conseguir el equilibrio entre generación y demanda eléctrica, en tiempo real y de forma automática, existe un sofisticado sistema de control que a nivel nacional es responsabilidad del operador del sistema eléctrico, REE.

Como consecuencia el sobredimensionamiento del sistema eléctrico es una exigencia técnica para su estabilidad.

4.1. Evolución de la curva en función del PIB y otras características socioeconómicas

La demanda eléctrica es el eslabón final de la cadena de negocio del sector. El consumo final de energía eléctrica se ha considerado tradicionalmente como una variable externa que marcaba de forma rígida el desarrollo de la actividad del sector pero sobre la que poco o nada se podía incidir.

Entre las variaciones más significativas que ha sufrido cabe destacar el gran aumento en la demanda que tuvo lugar en el período comprendido entre los años 1987-1991, con un aumento del 5% anual, como consecuencia de un periodo de alto crecimiento en la economía española. Durante los años 1992-1993 hubo una recesión en este crecimiento como consecuencia de un periodo de recesión en la economía española, produciéndose de nuevo un aumento en los años 1994-1997 debido a la recuperación de las tasas de crecimiento en la economía, anteriores a la pequeña crisis de 1992-1993.

Posteriormente la demanda española registró crecimientos entorno al 4% y el 7% entre los años 1998-2005, como consecuencia de la continua evolución de la economía.

Sin embargo, desde el 2006 el crecimiento fue disminuyendo, hasta que en el año 2009, la demanda anual de energía eléctrica disminuyó un 4,7% como consecuencia de la inminente crisis económica del país durante ese año.

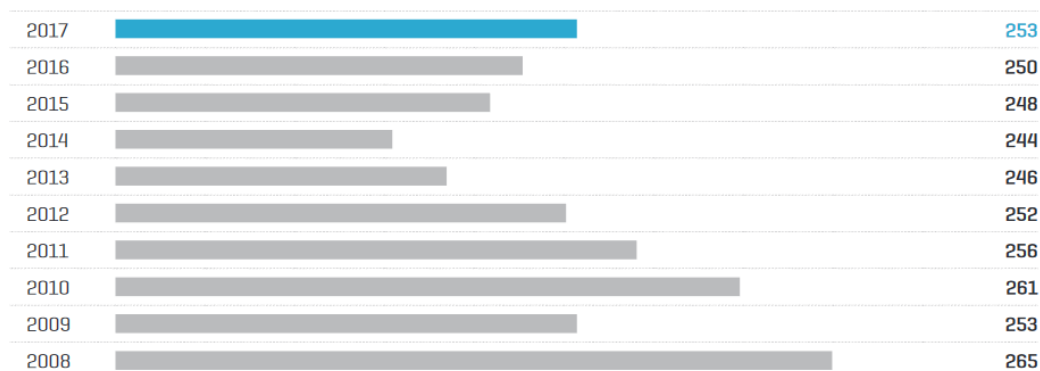


Figura 35 - Evolución de la demanda eléctrica peninsular en b.c. en los últimos 10 años (TWh)

Después crisis económica ha habido una recuperación, en la cual, la demanda continua en la senda de crecimiento inicia en 2015 tras las caídas sufridas durante los años de la crisis económica. Concretamente en 2017 alcanzó los 268.140 GWh, lo que supone un crecimiento del 1,1 % respecto al año anterior, incremento superior al 0,7 % experimentado en 2016.

Por lo que respecta a la evolución de la demanda eléctrica del sistema eléctrico peninsular, que representa algo más del 94 % de la demanda total española, registró igualmente un crecimiento del 1,1 % respecto al año anterior, con un total de 252.740 GWh demandados. A pesar de esta evolución positiva, la demanda eléctrica peninsular se sitúa todavía un 4,7 % por debajo de la demanda máxima alcanzada en 2008.

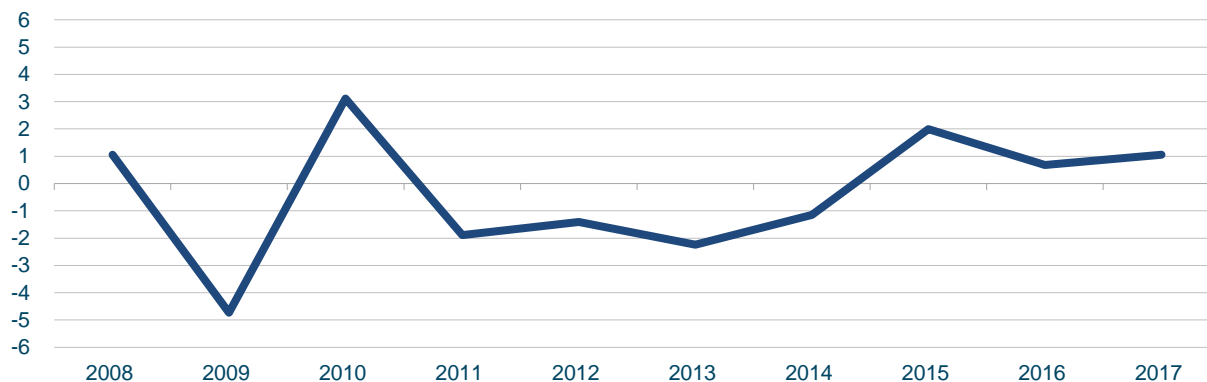


Figura 36 - Evolución del crecimiento anual de la demanda eléctrica peninsular en b.c. (%)

Como se puede observar la evolución de la demanda eléctrica en el último año ha sido prácticamente nula, aunque ha habido un crecimiento aproximadamente sostenido después de un periodo, de 2011-2014, donde se siguió una evolución bastante lineal.

Son pocos los procesos productivos o los sectores de actividad que no requieran del uso de la electricidad, de ahí la fuerte correlación entre el incremento del PIB y el aumento de la demanda eléctrica.

Uno de los indicadores para el análisis de la evolución de la actividad económica del país es la demanda de energía eléctrica, ya que a mayor consumo de electricidad, suele haber una mayor actividad del país.

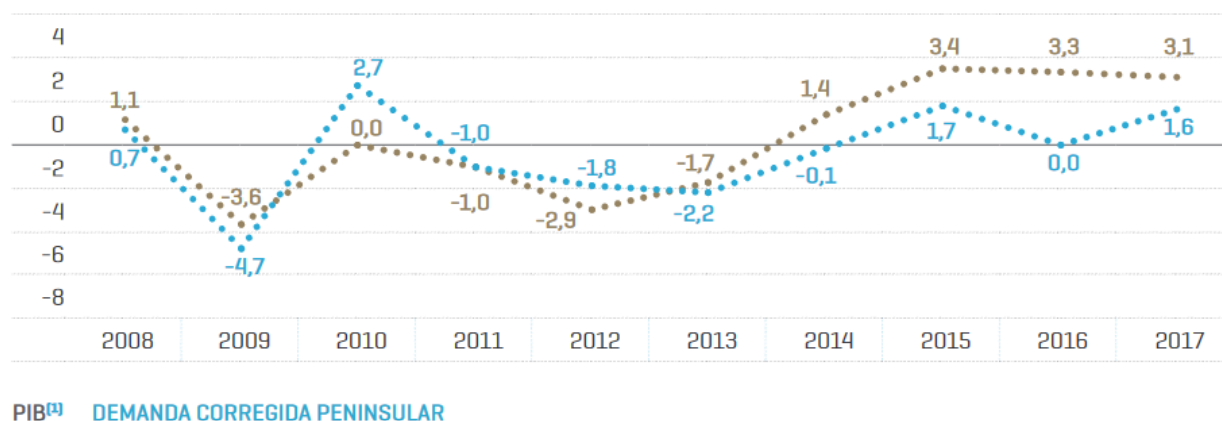


Figura 37 - Variación anual de la demanda eléctrica peninsular y PIB (%)

En esta gráfica se puede ver representada la variación del PIB (color gris) frente a la variación de la demanda corregida eléctrica peninsular (color azul) donde desde el punto de vista de la actividad económica, se ha registrado una variación del Producto Interior Bruto del 3,1 % respecto al año anterior, siendo este el tercer año consecutivo en que se produce un crecimiento de la actividad superior al 3 %.

Para poder hacer una comparación en igualdad de condiciones entre dos años consecutivos, es necesario tener en cuenta una serie de factores como, por ejemplo, la composición del calendario y la variabilidad de las temperaturas para situar los datos sobre el mismo escenario.

Cuando aplicamos estos factores sobre una demanda bruta para poder hacer una comparación más fiel, el resultado es la demanda corregida. La demanda corregida es, así, la cantidad de energía eléctrica que se ha necesitado en un periodo de tiempo determinado si aplicamos las mismas condiciones de laboralidad y temperaturas que en el mismo periodo del año anterior.

Como viene ocurriendo desde el inicio de la recuperación, este buen comportamiento de la actividad económica del país no se ha visto reflejado en una evolución similar de la demanda eléctrica. La elasticidad entre la variación de la demanda bruta de energía eléctrica y el PIB se situó en el 0,3, valor similar al del año anterior que fue de 0,2.

La demanda de energía eléctrica peninsular, una vez corregida la influencia de la laboralidad y de las temperaturas, registra una variación positiva respecto al año anterior del 1,6 %, que contrasta con la variación prácticamente nula del año anterior.

Es decir, se puede sacar como conclusión, que la situación económica del país afecta al valor de la demanda eléctrica de un año a otro, ya que a pesar de que la curva sea similar, el valor de la demanda eléctrica es inferior en un año con crisis económica que en un año de expansión económica. De forma adicional, los índices de consumo eléctrico constituyen uno de los elementos más indicativos del desarrollo industrial de un país.

Pero no sólo existe esta relación con el desarrollo económico, sino que el consumo de electricidad suele estar también indexado con los niveles de bienestar.

Existen diversos factores que pueden afectar a la demanda de manera significativa. Los considerados como más relevantes y los que se utilizan para 'corregir' la curva de la demanda eléctrica, son:

- Temperatura: Varía notablemente a corto plazo.
- Laboralidad: o efecto del calendario que como es sabido cambia cada año, por lo que tampoco hay evidencia clara de cómo evoluciona.
- Actividad económica y otros: este factor tiene un perfil determinado, definido por una serie de constantes denominados coeficientes de estacionalidad que evolucionan a largo plazo.

Estos factores tienen una importancia gradual en la demanda eléctrica, influyendo año tras año en la curva característica. Su influencia en la variación de la demanda se puede apreciar en la siguiente gráfica.

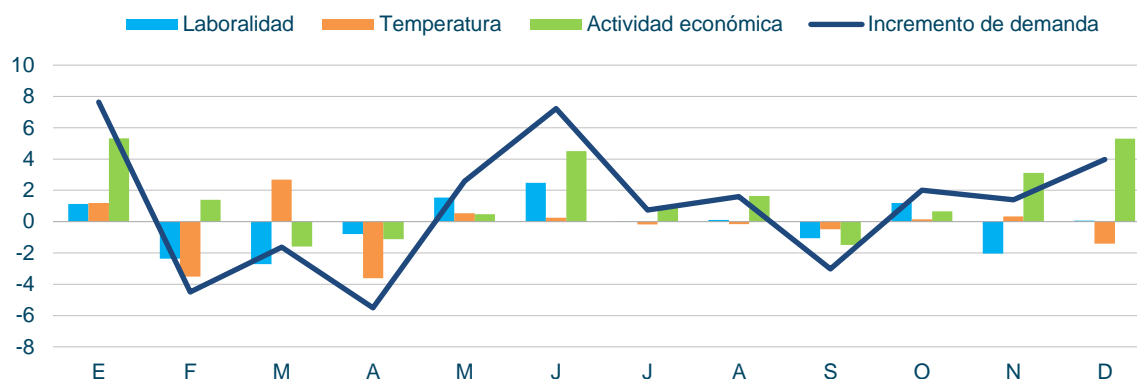


Figura 38 - Componentes del crecimiento de la demanda eléctrica mensual peninsular 2017 (%)

Se puede comprobar la variación o la tendencia que sigue la demanda eléctrica en España estos últimos años, cuyo crecimiento se ha visto impulsado por la situación económica actual, aunque ha habido un notable cambio de hábitos de los usuarios, en lo referente a eficiencia energética.

4.2. Previsión de la demanda de energía eléctrica

La estimación del crecimiento o decrecimiento de la demanda de energía eléctrica es fundamental para la realización del cálculo de la cobertura de la misma que se tiene que realizar.

En la estimación anual a largo plazo se tiene en cuenta el crecimiento de la actividad económica y la laboralidad.

Para el cálculo del efecto que causa la actividad económica en la demanda de energía eléctrica, se tiene en cuenta la estimación de los incrementos anuales del Producto Interior Bruto, el cual es una variable utilizada comúnmente para mostrar el índice de la variación de la actividad económica.

Esto se puede ver claramente reflejado, en las variaciones en la demanda durante los años 2009 y 2010, las cuales se mostraron en el apartado anterior.

En cuanto al factor de la laboralidad, se tiene en cuenta el número de días laborables del año, que en general son el mismo número de días excepto en aquellos años que son bisieptos en los cuales hay un día más de actividad laboral y como consecuencia de ello un ligero aumento en la demanda.

Como ya se ha comentado en apartados anteriores, otro de los principales factores a tener en cuenta es la temperatura, la cual afecta considerablemente en las variaciones a corto plazo. Pero en el caso de hacer previsiones a largo plazo o anuales, no suele ser un factor relevante, ya que se consideran los históricos del registro de temperaturas.

Tabla 6. Componentes de la variación anual de la demanda eléctrica peninsular (%)

| | Δ Demanda en b.c. | Laboralidad | Temperatura | Corregida |
|-------------|------------------------------|--------------------|--------------------|------------------|
| 2008 | 1,1 | 0,0 | 0,1 | 0,7 |
| 2009 | -4,7 | -0,2 | 1,1 | -5,6 |
| 2010 | 3,1 | 0,1 | 0,4 | 2,7 |
| 2011 | -1,9 | 0,1 | -1,0 | -1,0 |
| 2012 | -1,4 | -0,3 | 0,7 | -1,8 |
| 2013 | -2,2 | 0,2 | -0,3 | -2,2 |
| 2014 | -1,1 | 0,0 | -1,0 | -0,1 |
| 2015 | 2,0 | -0,1 | 0,4 | 1,7 |
| 2016 | 0,7 | 0,6 | 0,1 | 0,0 |
| 2017 | 1,1 | -0,3 | -0,2 | 1,6 |

Índice de red eléctrica

El índice Red Eléctrica (IRE) es un indicador eléctrico adelantado que recoge la evolución del consumo de energía eléctrica de las empresas que tienen un consumo eléctrico de tamaño medio y alto (potencia contratada superior a 450 kW). Este índice se publica tanto a nivel general como detallado por sectores de actividad (CNAE) y está disponible en torno a los 22 días de haber finalizado el mes.

En 2017 el conjunto del IRE fue superior en un 1,9 % respecto al año anterior, con lo que el índice se sitúa en 106,4, valor superior en un 6,4 % al año de referencia (2010=100). El crecimiento de este año supone, tras el dato prácticamente nulo del año anterior, un retorno a tasas de crecimiento cercanas al 2 % aunque inferiores a los crecimientos registrados en los años 2014 y 2015.

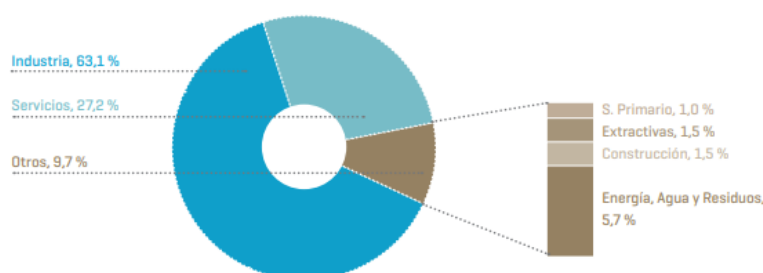


Figura 39 - Composición del IRE General (%)

Por grandes ramas de actividad, todas ellas han presentado una tasa de variación positiva respecto al año anterior aunque con una dispersión elevada:

- Las actividades industriales crecen un 2,0 % tras el estancamiento experimentado el año anterior.
- El sector servicios ha tenido una ligera variación positiva (0,4 %) tras el dato negativo de 2016 (-0,6 %) aunque sin llegar al elevado crecimiento registrado en 2015 (1,4 %).
- La agrupación de otros sectores de actividad (Sector primario, extractivas, energía-agua-residuos, construcción) ha tenido una evolución más dinámica con un crecimiento del 4,7 % respecto al año anterior (1,6 puntos porcentuales más de crecimiento que en 2016).

| | Bruto | Laboralidad | Temperatura | Corregido |
|----------------|--------------|--------------------|--------------------|------------------|
| General | 1,9 | -0,3 | 0,4 | 1,8 |
| Industria | 2,0 | -0,3 | 0,1 | 2,2 |
| Servicios | 0,4 | -0,4 | 1,0 | -0,2 |
| Otros | 4,7 | -0,2 | 0,6 | 4,3 |

Figura 40 - IRE: Descomposición de la variación en 2017 (%)

4.3. Curva de Demanda Eléctrica en España

La curva de la demanda tiene distintas formas en función de la estacionalidad, la temperatura y de la situación económica.

La variable que mejor explica el comportamiento de la curva es la económica, que posteriormente se ve modificada por los efectos de la temperatura y la estacionalidad.

La variable que más afecta a la variación de la curva de la demanda eléctrica es la temperatura. Históricamente, la influencia de la temperatura ha hecho que llegue a variar la demanda de energía eléctrica hasta en un 12% de un mes a otro.

En España, se pueden apreciar fundamentalmente dos categorías de meses entre los que se encuentran diferencias significativas en la curva de la demanda. Estos son aquellos que revelan sensibilidad al frío, que son los meses comprendidos entre noviembre y abril y por otro lado los meses sensibles al calor que son los meses comprendidos entre junio y septiembre. Por su parte los meses de mayo y octubre son considerados como meses de transición, de paso del calor al frío o viceversa.

Es decir, se pueden diferenciar dos curvas características; la de los meses de invierno (figura 41) y de los meses de verano (figura 42). La diferencia entre estas dos curvas reside en las horas en las que se producen los picos de demanda, y en el número de picos de demanda que poseen estas curvas.

El encargado de prever la demanda eléctrica en España es el Operador del sistema, función que desarrolla Red Eléctrica de España (REE). REE se encarga de mantener el equilibrio entre la generación y la demanda, por lo que debe hacer una previsión del consumo de energía eléctrica que se producirá cada día.

Para entender correctamente esta curva hay que diferenciar las tres curvas superpuestas que se representan en la Figura 41 y 42.

- **La demanda real** (curva amarilla) refleja el valor instantáneo de la demanda de energía eléctrica.
- **La previsión de la demanda** (curva verde) es elaborada por Red Eléctrica con los valores de consumo en periodos precedentes similares, corrigiéndola con una serie de factores que influyen en el consumo como laboralidad, climatología y actividad económica.
- **La programación horaria operativa** (línea escalonada roja) es la producción programada para los grupos de generación a los que se haya adjudicado el suministro de energía en la casación de los mercados diario e intradiario, así como en los mercados de gestión de desvíos y regulación terciaria. Estos dos últimos son gestionados por Red Eléctrica teniendo en cuenta la evolución de la demanda.

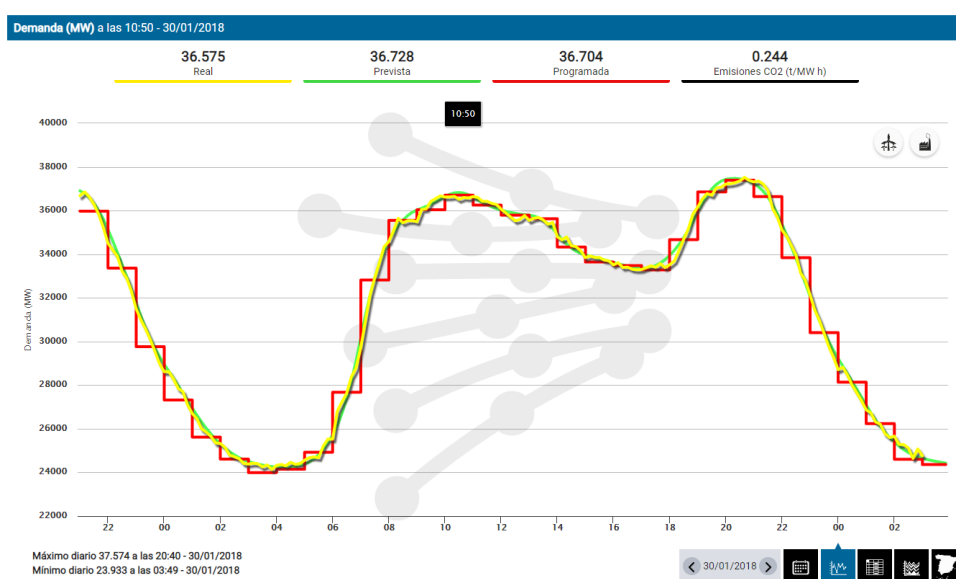


Figura 41 - Demanda de energía eléctrica el martes 30 de enero de 2018 (día laborable Invierno)

En la curva de la demanda eléctrica de un día de invierno (figura 41) se aprecian dos picos de demanda bien diferenciados, uno en torno a las 11 de la mañana y el otro pico, en torno a las 8 de la tarde. El pico de demanda eléctrica que se produce entre las 11 y las 12 de la mañana es consecuencia de que la actividad en las empresas de servicios es máxima y también debido al comienzo en la utilización de hornos y vitrocerámicas en los hogares españoles. Por su parte, el pico de consumo que sucede entre las 19 y las 20 horas, en el cual se produce la mayor demanda de energía eléctrica del día, es consecuencia de la actividad comercial y el aumento de la ocupación de los hogares.

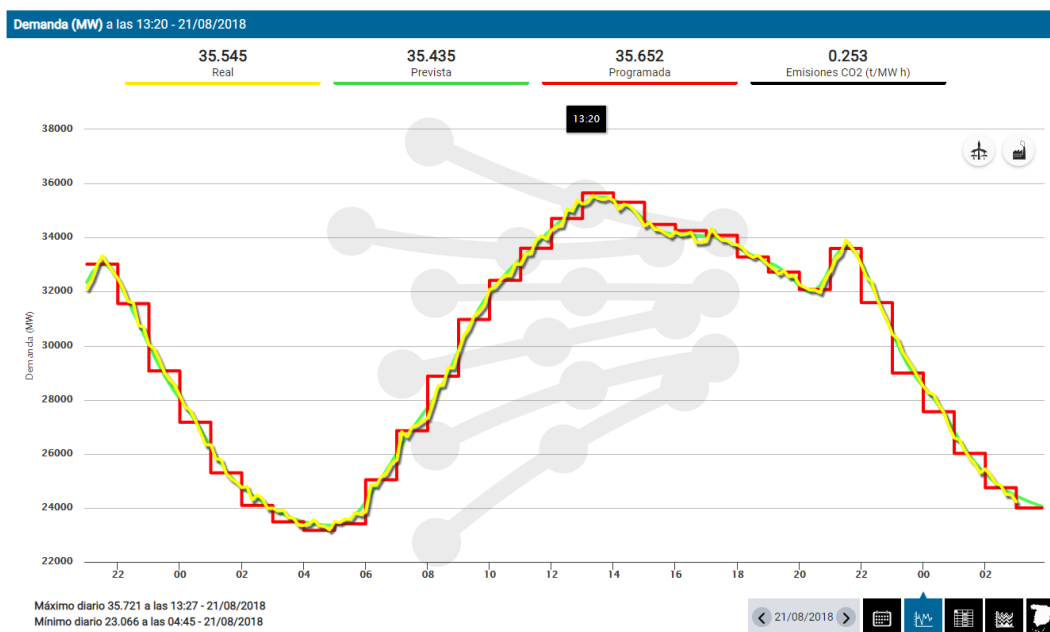


Figura 42 - Demanda de energía eléctrica el martes 21 de agosto de 2018 (día laborable de verano)

se ha podido apreciar en la Figura 42, la demanda eléctrica en los meses de verano se caracteriza por existir, además de un pequeño pico en las horas de la tarde/noche, un pico bien diferenciado en las horas comprendidas entre las 12:00 y las 16:00 horas, como consecuencia del uso de las cocinas, lavavajillas y televisiones, a lo que hay que sumar el uso de los equipos de aire acondicionado, cuyo uso, en estas horas del día en las que la temperatura es más alta, aumenta considerablemente.

Por otra parte, estas curvas han cambiado desde hace unos años debido al aumento de la concienciación ciudadana con la gestión de la demanda y la eficiencia energética, consiguiendo así un aplanamiento considerable de la curva.

4.4. Ciclos de la curva de demanda

La demanda eléctrica tiene ciclos diarios, semanales y anuales.

En cuanto al nivel de demanda eléctrica, generalmente los meses con mayor consumo son los meses de invierno. Estos ciclos conllevan a que no todas las centrales estén siempre generando energía eléctrica, es decir, que parte de la capacidad instalada no sea utilizada durante todo el tiempo.

Los ciclos diarios son los mostrados con las figuras 43 y 44, en las cuales se puede apreciar que las gráficas varían en función de si se trata de un día característico de los meses de verano, de los meses de invierno, o de

los meses considerados como de transición, teniendo cada uno de ellos una curva característica.

Los ciclos semanales se caracterizan fundamentalmente por cinco días con demandas similares, que son los días laborables comprendidos entre lunes y viernes, y los fines de semana durante los cuales la demanda se reduce como consecuencia de la disminución de la actividad en empresas y comercios.

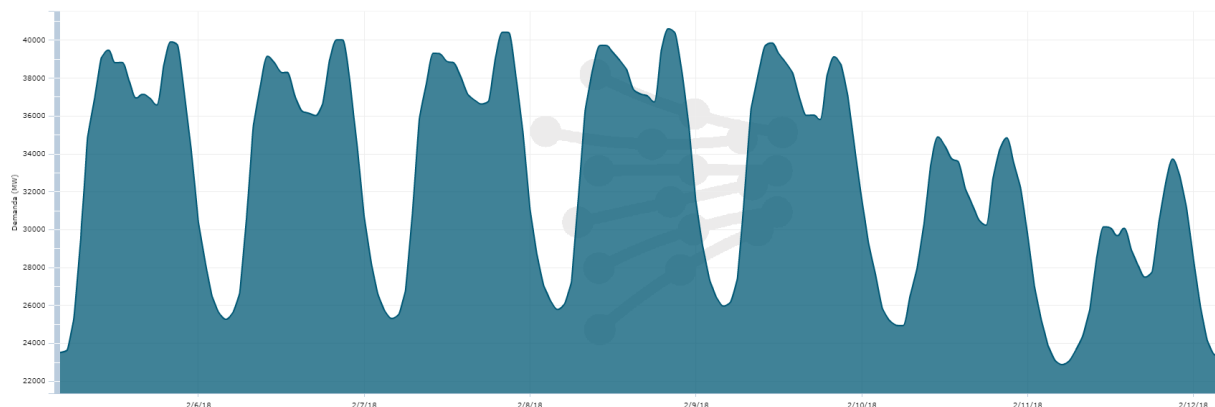


Figura 43 - Ciclo semanal de la demanda eléctrica comprendida entre el 5 de febrero y el 12 de febrero de 2018.

En cuanto a los ciclos mensuales, se pueden ver variaciones de una semana a otra como consecuencia de las variaciones de temperatura que pueden causar, por ejemplo, una ola de frío o de calor, pero en general las semanas comprendidas en un mismo mes suelen tener consumos similares.

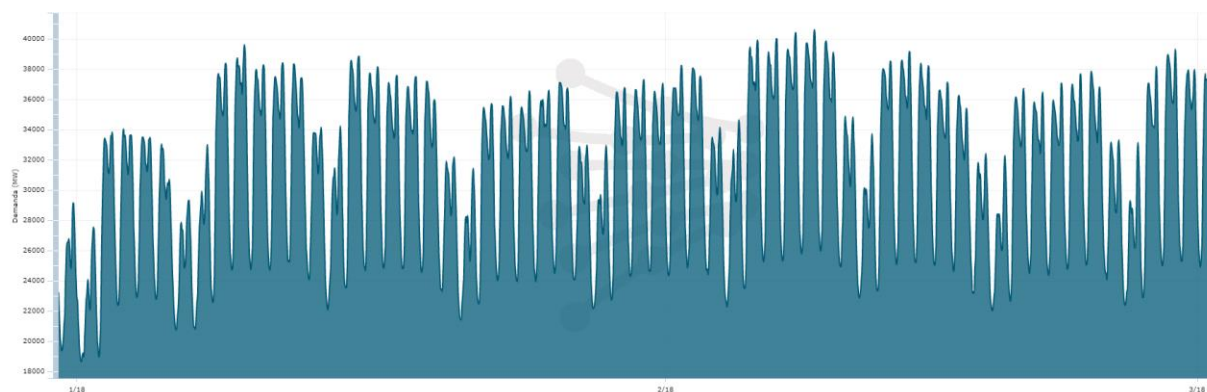


Figura 44 - Ciclo mensual de la demanda de los meses de enero y febrero de 2018

Durante el mes de enero se puede ver una clara anomalía en la demanda durante la primera semana del año como consecuencia de las festividades del día 1 y 6 de enero. Estas anomalías causadas por festividades nacionales o por eventos importantes como pudo ser la final del Mundial de Fútbol, tienen que ser previstos por REE, ya que el consumo va a variar respecto a un día normal. Uno de los casos más característicos en el que se produce un comportamiento anómalo en la demanda eléctrica es en los días en los que se produce una huelga general, en el cual la actividad cesa de forma repentina y con ello la demanda de energía eléctrica. Estos hechos hacen que realizar una correcta previsión de la demanda por parte de REE sea complicada.

4.5. Demanda en el sector residencial

La demanda del sector residencial supone aproximadamente el 25% del consumo de energía eléctrica total en España, según el estudio “Sech-Spahousec” sobre el análisis del consumo energético del sector residencial en España, realizado por el IDAE en julio de 2011. La cantidad de energía que se consume en un hogar varía de forma considerable según sea su tamaño, ubicación, tipo de vivienda y número de ocupantes.

El consumo de los hogares es mayor en los meses de invierno, como consecuencia de un mayor uso de la calefacción y la iluminación, y en los meses más calurosos por la utilización de los equipos de aire acondicionado.

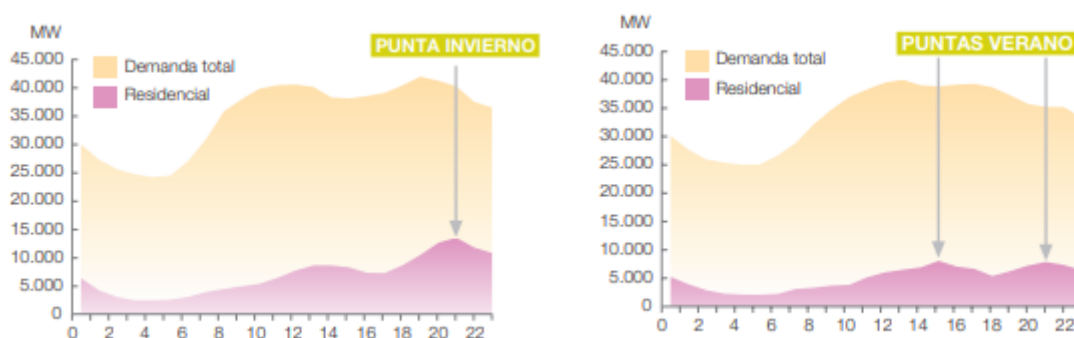


Figura 45 - Demanda eléctrica en sector residencial en comparación a la demanda global en un día característico de verano (Izquierda) y uno de invierno (derecha).

La cantidad de electricidad que consumen los hogares varía a lo largo del día y además de forma distinta en verano y en invierno.

En invierno la demanda máxima de los hogares se produce entre las 21:00 y las 22:00 horas, como consecuencia de la elevada ocupación de los hogares y como consecuencia fundamentalmente del gran uso de la iluminación, calefacción y televisión.

Por su parte, en verano se producen dos picos de consumo uno a la misma hora que en invierno (aunque con un consumo menor, ya que ya no está presente el uso de la calefacción, y en general tampoco el uso del aire acondicionado puesto que las temperaturas no son excesivamente elevadas a esa hora) y otro a las horas centrales del día (14:00-16:00), como consecuencia del uso de cocinas, lavavajillas, televisiones y aparatos de aire acondicionado, al ser a estas horas la temperatura muy elevada y como consecuencia de ello aumenta considerablemente el uso de estos.

En cuanto al resto de horas presentan una estructura más o menos similar, aunque la cantidad de energía demandada es diferente, dado que por ejemplo por las noches se suele gastar más energía en la calefacción de la que se gasta en verano para los aires acondicionados, ya que el ser humano suele soportar mejor el calor que el frío.

Entre las 22:00 y las 2:00 horas se muestra una disminución progresiva del consumo, pues a estas horas las personas van acostándose de forma progresiva.

Durante las 2:00 y las 6:00 el consumo permanece constante, al estar durmiendo la mayoría de la gente y como consecuencia de ello la actividad en las viviendas es reducida.

A partir de las 6:00 la demanda vuelve a aumentar de forma progresiva hasta las 8:00-9:00 como consecuencia de que la gente empieza a despertarse para ir a trabajar.

Posteriormente se aprecia una pequeña disminución, al dejar la gente los hogares para ir a trabajar, pero a las 10:00 vuelve a aumentar la demanda hasta las horas centrales del día como consecuencia de las tareas de limpieza así como la preparación de la comida, las cuales tienen un consumo elevado de energía.

Después de las horas centrales del día la demanda vuelve a disminuir, porque o bien la gente descansa o vuelve a irse a trabajar.

Por último, desde las 17:00 hasta las 21:00-22:00, que es cuando se produce el pico de consumo, se produce un aumento progresivo del consumo ya que la gente vuelve a sus hogares. El motivo de que vaya en aumento es que cada vez se necesita mayor iluminación, se procede a la climatización de la casa y también debido a que se aumenta el uso de los electrodomésticos, entre otras cosas para hacer la cena o para el ocio personal.

Como conclusión del análisis de la curva de la demanda eléctrica del sector residencial, se podría afirmar que dicha demanda es directamente proporcional a la ocupación de los hogares durante el día, siendo muy reducida en las horas nocturnas como consecuencia de la poca actividad en las viviendas.

Los grandes consumidores de electricidad en los hogares son la iluminación, el frigorífico, la calefacción y el televisor. Aunque no se debe olvidar de otros aparatos y usos, cuyo consumo individual es pequeño pero que en su conjunto suman el 27 % del consumo anual de electricidad.

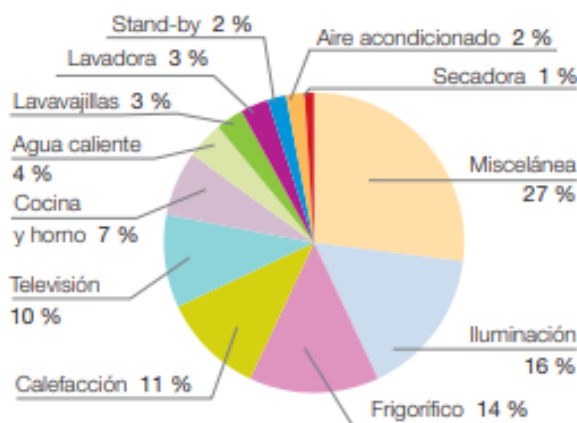


Figura 46 - Peso de los electrodomésticos en el consumo anual de electricidad.

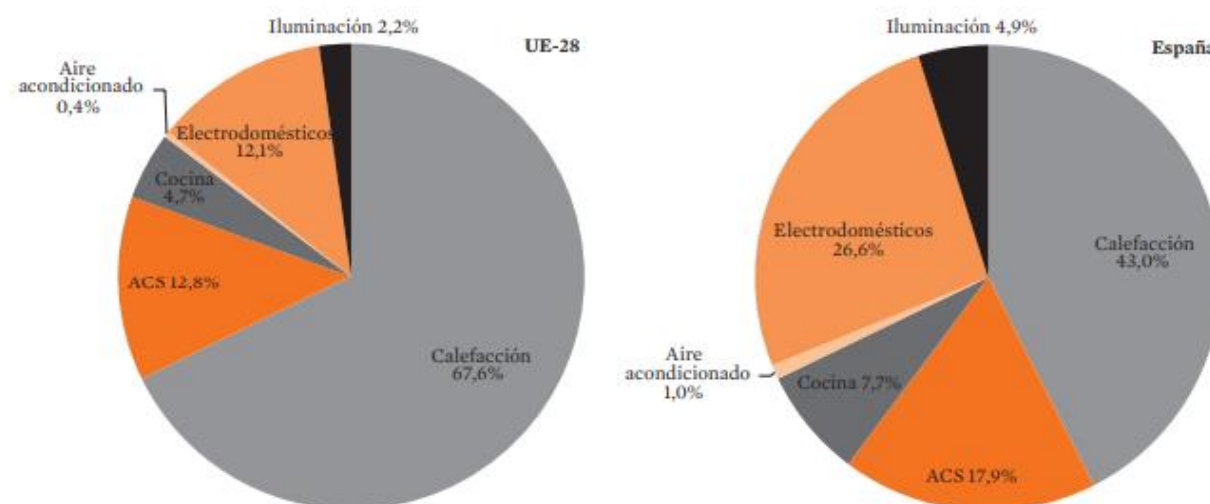


Figura 47 - Estructura de consumo de energía por usos del sector residencial en España y la Unión Europea

Tal como dice el informe sobre la Energía en España en 2015, en los últimos años se ha observado una caída más acusada de la demanda eléctrica frente a la usada para calentar las viviendas, debido principalmente a la

subida de los precios y al mayor uso de combustibles fósiles para atender las necesidades de calefacción. Sin embargo, ambas han registrado descensos que se explican, en todo caso, por la peor situación económica de los hogares en el contexto de la crisis, aunque no puede perderse de vista la creciente influencia de las medidas de eficiencia energética en el ámbito de los hogares como posible factor explicativo en la batería de causas de la tendencia de descenso en el consumo de energía.

No puede descartarse, no obstante, que en los próximos años el consumo de energía eléctrica en los hogares se incremente de forma significativa a medida que los vehículos de motor eléctrico se vayan generalizando.

Como se observa en la **figura 47**, la distribución de la demanda energética de los hogares en España difiere de la media de la UE-28. Aun siendo la calefacción el principal uso de la energía, al igual que en la media de la Unión Europea, su peso (43 %) es significativamente inferior al que representa en la media europea (67,6 %), debido a las diferencias climatológicas.

5 RESPUESTA DE LA DEMANDA

5.1. Definición

La Respuesta de la Demanda, definida en términos generales, se refiere a la participación activa de los clientes minoristas en los mercados de electricidad, y responde a los precios a medida que cambian con el tiempo. Actualmente, la mayoría de los clientes ven solo tarifas eléctricas planas, basadas en el costo promedio, que no les dan ninguna indicación de que los valores de la electricidad cambien con el tiempo, ni ningún incentivo para variar su uso de la electricidad en respuesta a los precios.

Según el “US Department of Energy” La Respuesta a la Demanda se puede definir más específicamente como:

Cambios en el uso de la electricidad por parte de los usuarios finales a partir de sus patrones de consumo normales en respuesta a los cambios en el costo de la electricidad a lo largo del tiempo, o para incentivar los pagos diseñados para inducir un uso más bajo de la electricidad en momentos de precios altos en el mercado mayorista o cuando la seguridad del sistema esté en peligro.

5.2. Introducción

La participación activa de la demanda surge como consecuencia de ejercer una conducta precio-responsiva, que se articule con motivaciones emanadas de los incentivos de mercado, que sea coherente con los intereses económicos del lado de la demanda. En consecuencia, dicho de otro modo, la participación activa de la demanda en los mercados liberalizados se materializa en la Respuesta de la Demanda; la cual, se refiere a tal conducta de los clientes del uso final de la energía eléctrica, que se manifiesta en un conjunto de estrategias que son usadas en los mercados de electricidad liberalizados, para el control de los precios de aclaración del mercado.

El mecanismo de la Respuesta de la Demanda contribuye a ajustar el equilibrio entre la oferta y la demanda. La Respuesta de la Demanda se refiere a los cambios que llevan a cabo los consumidores finales en su habitual patrón de consumo de electricidad, ya sea en respuesta a variaciones en el precio de la electricidad a lo largo del tiempo, o bien a cambio de incentivos.

Puede aparecer por tanto de dos formas. Como gestión implícita de la demanda, o también basada en el precio. En la que los consumidores ajustan voluntariamente su patrón de consumo de la electricidad durante los periodos de mayor demanda y por tanto de mayor precio. El incentivo es un menor precio medio de la electricidad al prescindir de consumo en horas más caras, y adicionalmente podría contar con otros incentivos en los peajes de acceso. La facturación por horas es necesaria y posiblemente también tarifas con discriminación horaria para pequeños consumidores.

La gestión explícita de la demanda se realiza a cambio de incentivos y requiere el compromiso por parte de los consumidores de ajustar sus consumos ante un requerimiento del operador del sistema. En este caso puede incluir la participación en los mercados al por mayor, de ajuste y de capacidad. En esta modalidad juegan un papel fundamental los agregadores.

La Respuesta de la Demanda puede cumplir las siguientes funciones:

- Adecuación de la generación: reduciendo los picos de demanda y, por lo tanto, la capacidad de generación y almacenamiento que se requiera para satisfacer esta demanda. Esto puede dar lugar a un ahorro sustancial de costes de inversión.
- Flexibilidad: la Respuesta de la Demanda contribuye a la capacidad para equilibrar la generación y la carga. Puede actuar bien disminuyendo carga en momentos de máxima demanda, o bien aumentando carga en los momentos de máxima alimentación de las energías renovables. Esto ayudaría a su integración en el sistema mediante el aumento del valor de mercado de la electricidad renovable y la prevención de una reducción de la electricidad ofertada debido a los bajos precios de la energía, además de contribuir a la eficiencia energética.

La integración de los hogares y pequeños consumidores en Respuesta de la Demanda en su forma explícita requiere el desarrollo de redes inteligentes (Smart grids) y de tecnologías para la modernización de las herramientas y técnicas de los operadores del sistema, además de los agregadores.

Los agregadores, también conocidos por empresas de servicio DSM (Demand Side Management), actúan agrupando cargas eléctricas de pequeños y medianos consumidores (clientes institucionales, pequeñas y medianas empresas, comercios e incluso consumidores domésticos) y ofreciéndolas como unidades individuales en los mercados de electricidad. Pueden ayudar a integrar a potenciales proveedores de DR con niveles de consumo individual reducido.

Mediante subastas competitivas se facilita la entrada de nuevos proveedores de DR además de proporcionar una manera transparente y rentable para seleccionar los proveedores más competitivos, al tiempo que garantiza que todos los proveedores están sujetos a las mismas obligaciones. La subasta de Respuesta de la Demanda permite a los grandes consumidores, así como los agregadores de clientes institucionales, comerciales e industriales más pequeños, competir entre ellos para proporcionar capacidad de DR.

5.3. Importancia de la Respuesta de la Demanda.

La Respuesta de la Demanda provoca cambios en el consumo de electricidad por parte de los consumidores de uso final en respuesta a las señales efectivas del mercado. Gracias a este mecanismo, Demand Response es ideal para acomodar tres características fundamentales de los sistemas de energía eléctrica:

- La electricidad aún no se puede almacenar económicamente, por lo que su oferta y demanda deben mantenerse en equilibrio en tiempo real.
- Las condiciones de la red pueden cambiar significativamente de un día a otro, de una hora a otra, e incluso en segundos. Los niveles de generación y / o consumo también pueden cambiar de forma bastante rápida e inesperada, causando desajustes en la oferta y la demanda que pueden amenazar la integridad de la red en cuestión de segundos.
- El sistema eléctrico requiere un capital intensivo, y las inversiones en sistemas de generación y transmisión tienen largos plazos de ejecución y duraciones económicas de varias décadas.

La Respuesta de la Demanda puede aumentar la adecuación del sistema al reducir sustancialmente la necesidad de inversión en la generación máxima, al desviar el consumo de demanda extremadamente alta. De manera crucial, puede actuar como un recurso de equilibrio rentable para la generación variable renovable. Al agregar estabilidad al sistema, reduce la necesidad de plantas de energía que sirven de respaldo ante la volatilidad o que quemen combustible continuamente para estar listos para suministrar energía a corto plazo. Puede disminuir la necesidad de inversiones en la red local, ya que puede alejar el consumo de las horas pico en regiones con una capacidad de red limitada.

Además, de los beneficios indirectos que Demand Response ofrece a la sociedad al reducir los costos y optimizar la eficiencia de los sistemas y mercados eléctricos, también puede brindar beneficios directos a los consumidores pagándoles directamente el valor de la flexibilidad de la demanda. Finalmente, fomenta la competencia en el mercado entre diferentes recursos de flexibilidad y actores del mercado, permitiendo la participación de proveedores de servicios independientes (agregadores) y recompensando a los minoristas orientados al servicio.

Ahora está claro para los responsables políticos que Europa no podrá lograr sus objetivos de política energética de manera segura y rentable, a menos que el sistema energético se vuelva más flexible. La Respuesta de la Demanda y el empoderamiento del consumidor se entienden como partes integrales de la *Energy Union* y el *Clean Energy Package* porque ayudan a alcanzar una economía competitiva, segura y sostenible. Lo hacen formando una asociación natural con recursos renovables y eficiencia energética. Cada uno mejora el rendimiento y los rendimientos financieros del otro, lo que estimula una mayor inversión y creación de empleo.

Posibilitar tanto la respuesta de demanda explícita como la implícita

Demand Response permite a los consumidores (residenciales, comerciales o industriales) al proporcionar señales de control y / o incentivos financieros, ajustar su uso de los recursos del lado de la demanda en momentos estratégicos. Estos recursos del lado de la demanda pueden incluir su consumo, uso de generación distribuida y / o capacidades de almacenamiento.

Para cumplir los objetivos energéticos y las promesas políticas de Europa, no será suficiente involucrar a un solo grupo de consumidores, en un tipo de programa, para un mercado. Se debe comprometer la gama completa de recursos disponibles del lado de la demanda (a precios competitivos), y la gama completa de consumidores debe tener la capacidad de beneficiarse de su flexibilidad. Esto requerirá Respuesta de la Demanda explícita e implícita.

En los mecanismos de Respuesta de la Demanda explícita (también denominados "basados en incentivos"), los recursos agregados del lado de la demanda se intercambian en los servicios mayoristas, de compensación y servicios complementarios, y, cuando corresponda, en los mecanismos de capacidad. Los consumidores reciben pagos directos para cambiar sus patrones de consumo (o generación) a solicitud, provocados, por ejemplo, por la activación de la energía de ajuste, las diferencias en los precios de la electricidad o una restricción en la red. Los consumidores pueden ganar dinero con su flexibilidad de consumo, ya sea individualmente o mediante contrato con un agregador: esto podría ser un agregador independiente o el minorista del consumidor.

La Respuesta de la Demanda implícita (también llamada "basada en el precio") se refiere a los consumidores que eligen estar expuestos a precios de electricidad que varían en el tiempo o a las tarifas de la red que varían en el tiempo y que reflejan el valor y el coste de la electricidad y / o el transporte en diferentes períodos de tiempo. Responden a las variaciones de los precios del mercado mayorista o, en algunos casos, a las tarifas de la red dinámica. La introducción del derecho a precios flexibles para los consumidores (proporcionado por el minorista de electricidad) no requiere el papel del agregador.

Es importante tener en cuenta que ninguna forma de Respuesta a la Demanda es un reemplazo para la otra. La habilitación de ambos tipos de Demand Response es necesaria para adaptarse a las diferentes preferencias de los consumidores y para explotar todo el espectro de los beneficios de los consumidores y los sistemas de la flexibilidad de la demanda.

El presente análisis se centra en Respuesta de la Demanda explícita. Como normalmente solo hay una superposición limitada con las reglas y regulaciones relevantes para la Respuesta de demanda implícita, requiere un enfoque analítico por separado y no se evalúa en este estudio.

Beneficios de la agregación

Un agregador es un proveedor de servicios que opera, directa o indirectamente, un conjunto de instalaciones de demanda para vender la flexibilidad disponible de los grupos de cargas eléctricas, como unidades individuales en los mercados de electricidad. El agregador, un proveedor de servicios que puede, o no, ser también una comercializadora de electricidad, representa un nuevo papel dentro de los mercados europeos de electricidad. La mayoría de los consumidores no tienen los medios para comerciar directamente en los mercados de energía y requieren los servicios de un agregador para ayudarlos a navegar en la complejidad y participar.

Los agregadores agrupan muchas cargas diferentes de diferentes características y proporcionan respaldo para cargas individuales como parte de la actividad de agrupación, lo que aumenta la confiabilidad general y reduce el riesgo para los participantes individuales. Los proveedores de servicios de agregación son actores centrales

en la creación de una vibrante participación del lado de la demanda y Demand Response. Negocian acuerdos con consumidores de electricidad industriales, comerciales y residenciales para agregar su capacidad de reducir (o aumentar) la energía y / o cambiar las cargas con poca antelación. Crean una "agrupación" de carga controlable agregada, formada por muchas cargas de consumidores más pequeñas, y venden esto como un solo recurso. Estas cargas pueden incluir ventiladores, calefacción y refrigeración eléctrica, calderas de agua, molinos, fundiciones, bombas de agua, congeladores, etc.

Es importante reconocer que la actividad de agregar cargas a los consumidores requiere una serie de competencias muy específicas y únicas para este rol. Por ejemplo, el agregador necesita un conocimiento y una experiencia significativos de la industria para identificar las flexibilidades en varias industrias, activos y procesos técnicos, y las limitaciones de esas flexibilidades, para que coincidan con los requisitos de un mercado específico. Los consumidores a menudo no conocen su propio potencial de flexibilidad, por lo que necesitan un apoyo experto. Además, los agregadores tienen la capacidad técnica para conectar físicamente a los clientes e integrar su carga en su grupo agregado. Estas actividades requieren una infraestructura de comunicación sofisticada (hardware y software) y un sistema central de IT (tecnologías de la información) capaz de manejar una gran variedad de cargas con diferentes propiedades.

La agregación puede alcanzar niveles de rendimiento que satisfacen los requisitos del mercado en cuanto a confiabilidad y pueden ser comparables o mejores que el rendimiento de la generación. La agregación de diversos clientes significa que el operador del sistema puede usar la capacidad agregada del lado de la demanda como un recurso único y confiable. Uno de los beneficios clave de la agregación es la diversidad de la cartera agregada (es decir, muchas cargas pequeñas que construyen un gran recurso), lo que garantiza que el agregador entregará la capacidad comprometida incluso cuando algunos consumidores individuales no puedan desempeñarse.

Los niveles de rendimiento de Demand Response han sido probados en los mercados existentes en América del Norte y Australia, así como en Austria, Bélgica, Finlandia, Francia, Irlanda y Gran Bretaña. Un ejemplo de la confiabilidad de Demand Response se puede ver en la tabla a continuación. La tabla resume el desempeño de Demand Response en el mercado PJM durante el período 2015-2016.

PJM es una entidad privada encargada de la operación del sistema y la operación del mercado eléctrico. También es el operador de la red de transporte (TSO, Transmission System Operator), y mantiene acuerdos con los propietarios de la red, cuya propiedad es independiente de PJM. Gestiona los flujos de potencia eléctrica para 60 millones de personas de los siguientes estados: Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, New Jersey, North Carolina, Ohio, Pennsylvania, Tennessee, Virginia, West Virginia y the District of Columbia.

Tabla 7 – Demand Response en el mercado PJM 2015-2016

| Zone | Committed ICAP (MW) | Reduction (MW) | Over/under performance (MW) | Performance (%) | Re-test (%) |
|---------|------------------------|-------------------|--------------------------------|--------------------|----------------|
| AECO | 131 | 144 | 14 | 111 | 6 |
| AEP | 1,737 | 2,051 | 314 | 118 | 1 |
| APS | 746 | 835 | 88 | 112 | 3 |
| ATSI | 1,046 | 1,451 | 405 | 139 | 5 |
| BGE | 762 | 1,611 | 849 | 211 | 1 |
| COMED | 1,603 | 1,813 | 210 | 113 | 0 |
| DAY | 175 | 219 | 44 | 125 | 0 |
| DEOK | 306 | 374 | 68 | 122 | 0 |
| DOM | 887 | 1,048 | 161 | 118 | 4 |
| DPL | 295 | 731 | 437 | 248 | 0 |
| DUQ | 171 | 210 | 40 | 123 | 0 |
| EKPC | 132 | 143 | 11 | 108 | 0 |
| JCPL | 173 | 200 | 27 | 116 | 1 |
| METED | 271 | 310 | 39 | 114 | 11 |
| PECO | 479 | 562 | 83 | 117 | 1 |
| PENELEC | 287 | 329 | 42 | 115 | 9 |
| PEPCO | 535 | 1,248 | 713 | 233 | 0 |
| PPL | 774 | 859 | 84 | 111 | 12 |
| PSEG | 384 | 429 | 45 | 112 | 1 |
| RECO | 7 | 9 | 2 | 125 | 0 |
| Total | 10,902 | 14,577 | 3,675 | 134 | 3 |

La agregación de Respuesta de la Demanda puede ser proporcionada por comercializadoras de electricidad, así como agregadores de Respuesta de la Demanda independientes. Permitir que ambos tipos de actores existan y compitan en el mercado es esencial para la aceptación y el crecimiento saludables de la competencia del mercado en torno a los servicios centrados en el consumidor. Por ejemplo, el último Informe de Actividad de Mercado de PJM sobre Respuesta de la Demanda (de marzo de 2017) muestra que el 80% de la capacidad de Respuesta a la Demanda en PJM proviene de agregadores independientes.

Las acciones son igualmente altas en otras jurisdicciones que tienen mercados maduros de Respuesta de la Demanda, como Australia Occidental, Nueva Zelanda u otras interconexiones estadounidenses (por ejemplo, Nueva Inglaterra y Nueva York). Un agregador solo puede tener éxito cuando sus clientes tienen éxito y se benefician de Demand Response. Si bien las comercializadoras también pueden ofrecer servicios de agregación, para crear la dinámica de mercado necesaria, es importante contar con participantes en el mercado para los que Demand Response sea su negocio principal. Incluso en mercados minoristas altamente competitivos, se ha demostrado que el acceso a los agregadores es esencial para estimular la competencia en los servicios de Respuesta de la Demanda para los clientes.

5.4. Clasificación de Respuesta de la Demanda.

La Respuesta de la Demanda se clasifica de diferente manera; algunos autores los clasifican según como son comprados los cambios de carga del cliente, (US DOE, 2006; Albadi & El Saadany, 2008). Esta clasificación distingue:

- *La Respuesta de la Demanda.* Basada en el precio que se refiere a los cambios en el consumo realizados por el cliente en respuesta al cambio en el precio. Los clientes adscritos ó inscritos a este tipo de programas de respuesta demanda reaccionan a los altos precios mediante reducción, enteramente voluntaria, de consumo o sustitución de fuente de suministro.
- *Programas de Respuesta de la demanda.* Basada en Incentivos son establecidos por las empresas de servicio, las entidades de servicio de carga, o los operadores del sistema. Estos programas dan al cliente incentivos por su reducción de carga (consumo), los cuales son separados o adicionales a su tasación minorista; ya sea de precio fijo (basada en precios promedios) o en precios tiempo-variantes. Las reducciones de consumo son necesarias y requeridas, para y por el operador del sistema, cada vez que él considera que las condiciones de confiabilidad son comprometedoras o cuando los precios están muy altos.

Cuando los clientes son expuestos, de alguna manera, a los precios en tiempo real, pueden responder así, a) cambiando el momento del día en el que ellos demandan energía hacia un periodo valle, y/o b) reduciendo su demanda total en el pico, mediante medidas de eficiencia energética o con auto-generación. Alternativamente los clientes pueden elegir no responder en absoluto, y a cambio pagar el precio del mercado electricidad. En la medida en que los clientes respondan a los precios, el perfil de la demanda en el mercado se aplanará, lo que, a su vez, incidirá en los precios, reduciendo significativamente los picos y, en un menor grado, bajará el precio medio.

El efecto neto de la Respuesta de la Demanda es el de aliviar las restricciones del sistema y generar seguridad y beneficios económicos para el mercado en su conjunto.

Las estrategias para aumentar la participación de lado de la demanda tienen como finalidad el reconocimiento del valor económico y financiero de los recursos de la demanda. Los recursos del lado de la demanda son las cargas variables creadas como resultado de que los clientes ajustan su demanda en Respuesta a las señales de precios. Estas estrategias se materializan en Programas de Respuesta de la Demanda combinadas con las tecnologías que posibilitan la participación de la demanda. En la Figura 48 se muestra un mapa conceptual de la Respuesta de la Demanda como expresión conductual de la participación activa de la demanda en los mercados liberalizados.

5.4.1. Programas de Respuesta de la Demanda al precio

Se distinguen dos tipos de Programas de Respuesta de la Demanda (DRP- Demand Response Program) según la procedencia de las señales para la toma de decisión de los clientes: Los Programas Guiados por el sistema y los programas guiados por el mercado; los cuales, operan de la siguiente manera.

5.4.1.1. Guiados por el Sistema (Basados en incentivos).

El operador del sistema, o una entidad de servicio de carga o agente del mercado mayorista, señala a los clientes del lado de la demanda que existe un requerimiento de reducción o desplazamiento de carga. Éstos son a menudo programas basados en la fiabilidad donde los precios son fijados por el mercado o el operador del sistema (mercados mayoristas).

Los programas guiados por el sistema son:

- **Programa de Control Directo de Carga (LDC- Load Direct Control)**, son implementados por los operadores del sistema y se activan en respuesta a volatilidad de la tasación mayorista, o a las restricciones del sistema y de la red. El control directo difiere en el tiempo el desplazamiento de la carga; donde, el tiempo de las reducciones es gobernado por el operador del sistema, con poca o ninguna obligación de solicitar la complacencia, en tiempo real, del consumidor. El programa es diseñado para el sector residencial y se enfoca a reducir la carga a través del comportamiento cíclico de los equipos. Los sistemas de calefacción y refrigeración se conmutan y se operan los ciclos a un ritmo pre-acordado de antemano.
- **Cargas Interrumpibles**. Aunque no se diferencian funcionalmente de los programas de Control Directo, este término se usa para referirse a grandes usuarios industriales que pueden verter porciones más grandes de carga. Los llamados contratos interrumpibles tienen lugar con compañías que operan procesos industriales flexibles, en término de los tiempos de funcionamiento. Los ejemplos típicos incluyen a programas de irrigación de empresas de agua, plantas de producción química y grandes hornos o procesos de calderas.
- **Los Programas de Emergencia de Respuesta de la Demanda (EDRPs Emergency Demand Response Programs)** se han desarrollado, como un portafolio de medidas diseñadas para tratar con emergencias declaradas; durante las cuales, la operación controlada y continuada de la red está en riesgo y son probables un apagón parcial y/o un apagón completo. El detonante para un “evento” de emergencia es definido por las normas de fiabilidad y de seguridad de la red, publicadas de antemano por el operador del sistema. Los participantes son típicamente notificados con 24 horas de anticipación de cualquier evento de emergencia esperado, además, se proporciona una notificación de confirmación cercana al tiempo real.
- **La Puja del Lado de la Demanda (DSB Demand Side Bidding)** es un término que se refiere a la oportunidad, ofrecida por algunos de los mercados de negociación de electricidad, para la elección de cuándo y cómo participar en los mercados del día anticipado y en tiempo real por parte de los consumidores de uso final. El proceso permite pagar al consumidor, a precio de mercado, por retirar su carga, cuando es requerido por el operador del mercado, de una manera similar a la que se paga a los generadores para proporcionarla. Los consumidores pujan para una reducción especificada, en duración y disponibilidad, después de lo cual las pujas son ordenadas y se escogen según el requerimiento del mercado. Todos los postores, típicamente, son pagados por la puja aceptada más alta; o, en el caso de ciertos mercados de DSB en desarrollo, a la tasa techo mínima. Se han introducido mercados de DSB para apoyar muchos aspectos del mantenimiento de la eficiencia y fiabilidad de los mercados de electricidad, entre los que se cuentan los siguientes mercados:
 - Servicios de restricción de red. Proporciona el alivio de la congestión del mercado; donde, los precios del mercado se segmentan para reflejar el valor de localización del requerimiento de la demanda.
 - Seguridad de suministro / servicios auxiliares. Estos mercados pueden ofrecer

requerimientos de reserva de corto o largo plazo.

- Mercados de Balance (equilibrio). Estos mercados pueden proporcionar margen de capacidad de reserva en el corto plazo y/o un alivio de la red, donde el término balanceo se usa para implicar un papel cercano al tiempo real, el balanceo de mercados típicamente opera en mercados de día-anticipado, como los mercados intradiarios de las instituciones de subastas de tipo zoom.

La Respuesta de la demanda guiada por el mercado generalmente es un acuerdo bilateral entre el cliente y un minorista, emprendido para beneficio financiero mutuo. En el curso normal de eventos, los minoristas contratan con los clientes la provisión de energía a un cierto precio minorista; y entonces, acuerdan comprar energía y servicios auxiliares en el mercado mayorista para cumplir esos contratos. Los Minoristas enfrentan un tema determinante al decidir cómo tasar sus productos a varios tipos de clientes – cómo manejar el riesgo financiero asociado con la incertidumbre sobre las cargas futuras de los clientes y los precios mayoristas de energía. Es decir, mirando un periodo de tiempo futuro, los minoristas no conocen exactamente cuánta electricidad consumirá cada uno de sus clientes, ni a lo que estarán los precios mayoristas para esa energía en el momento que ellos tengan que proporcionarla. Por tal razón, los programas de Respuesta de la Demanda se diferencian fundamentalmente por la estructura de tasación de la energía eléctrica acordada entre el minorista y el cliente de uso final.

5.4.1.2. Guiados por el Mercado (Basados en los precios).

El cliente (usuario final) o un agregador de la demanda responde directamente a la señal de precio del mercado, causando el cambio del consumo conductual o sistemático. Los precios son determinados por mecanismos de mercado (interacción entre mercados mayorista y minorista).

Entre los programas guiados por el mercado tenemos:

- **Tasación por Tiempo-de-Uso (TOU- Time Of Use).** Los programas tradicionales de tiempo-de-uso varían el precio según la hora, día o estación de consumo, han sido usados mucho tiempo por las empresas de servicio como una herramienta para balancear la demanda. La evidencia empírica ha demostrado que ellos pueden proporcionar una significativa eficiencia económica, ganancias para el consumidor y para el proveedor. La tasación por Tiempo-de-Uso requiere que ambos, el proveedor, o minorista, y el consumidor, determinen un “valor” de antemano, para la electricidad proporcionada durante una hora específica del día, día de la semana o estación. Este proceso da lugar a modelos de tasación que incorporan las llamadas ratas de precio pico, o ratas de precio valle, junto con cualquier número de precios intermedios. Los productos de la tasación por Tiempo-de-Uso proporcionan a los minoristas una manera eficaz de usar al precio para controlar la demanda, y por consiguiente manejar el riesgo. Aquí, también existen beneficios adicionales al ser aumentada la amenidad del cliente. Un estudio de 1992 dirigido por la Asociación Eléctrica en el Reino Unido, mostró que la mayoría de los clientes escogieron la tarifa con ratas por Tiempo-de-Uso y además, ajustaron su uso de la electricidad. Como se esperaba, el uso se reasignó a los periodos valle menos caro, mientras que el consumo mensual global permanecía relativamente constante.
- **La Tasación en tiempo Real (RTP Real-time Pricing),** es la forma más avanzada de tasación, diseñada para incrementar la transparencia entre los mercados mayorista y minorista. El principio básico es que el precio del usuario final se relacione, directa o indirectamente (con cubrimiento), al precio de aclaración del mercado mayorista. También es conocida como tasación dinámica; la cual, desarrolla productos que se refieren a cualquier tarifa de electricidad donde la duración y los precios no son conocidos o definidos de antemano. Los productos de la tasación en tiempo real ofrecen un rango de opciones al re-balance del riesgo, y dan premios repartidos entre el proveedor y el consumidor, por medio de una combinación de precios fijos, de precios de mercado y de contratos de opciones de futuros. El análisis económico de este tipo de producto, indica que la tasación dinámica en tiempo real proporciona, muchos mayores beneficios económicos que la tradicional tasación por

tiempo-de-uso (Adilov, Schuler, Schulze, & Toomey, 2004; Borenstein, 2003; Faruqui, 2002).

- **La Tasación por Pico Crítico (CPP Critical-Peak-Pricing)** es un híbrido de las tasaciones en tiempo real y por tiempo-de-uso; un diseño típico de esta tasación, ofrecerá una rata tradicional por tiempo-de-uso que tendrá efecto todo el año, salvo para un número contratado de días pico, cuya duración es desconocida, donde tendrá efecto, un precio mucho más alto. El número de estos días de pico críticos es de antemano conocido; pero, el precio y la duración del precio de ellos, no lo es. Se señalan días de precio críticos a los consumidores con algún adelanto notificado, típicamente se notifica el día antes del evento; usando comunicaciones automatizadas. En Francia, Electricité de Francia (EDF) tiene lo que es, actualmente en funcionamiento, el programa de tasación por pico crítico más grande del mundo (10 millones de clientes). Bajo el nombre de programa Tempo; simples e intuitivas “señales” (días rojos, blancos y azules) son usadas para comunicar los días de tasación por pico crítico. La experiencia de estos programas indica, que doblando el precio en-pico, conduce a reducciones en la carga pico de hasta un 20%. La elasticidad de la demanda al precio generalmente ha sido medida en un 30% (un 15% de aumento del precio rinde un 5% de reducción en el consumo).

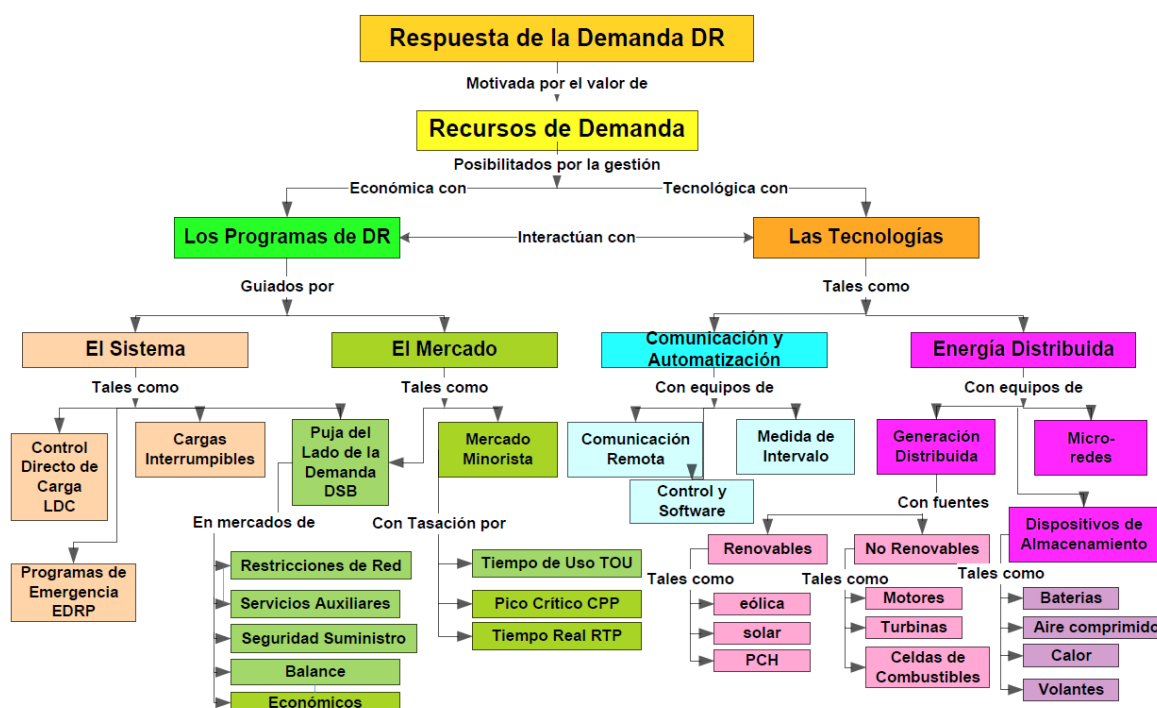


Figura 48 - Mapa conceptual de la Respuesta de la Demanda en los mercados liberalizados de energía eléctrica.

PCH- Pequeñas Centrales Hidroeléctricas

5.5. Agregadores

Para poder implementar de forma eficiente el Demand Response es necesaria la creación de un nuevo agente capaz integrar la digitalización de cualquier actividad diaria y de los recursos energéticos distribuidos (generación distribuida de fotovoltaica, parques eólicos, vehículos eléctricos o el almacenamiento de energía). De estos nuevos cambios nace un nuevo nicho de negocio para el sector, que aún es muy desconocido en España pero que pronto dejará de serlo: el ‘agregador de la demanda’.

El agregador de la demanda o la gestión activa de la demanda, se trata de una figura que podría agrupar agentes distintos en un sistema energético, por ejemplo, consumidores, autoconsumidores, miniproductores,

prosumidores, baterías, puntos de recarga de vehículos eléctricos, o cualquier combinación de éstos, para actuar como una sola entidad y participar en el mercado eléctrico (tanto mayorista como minorista) o vender servicios al operador del sistema.

Esta son las líneas que sigue, en cierto modo, el Reglamento (UE) 2017/2195, cuando al establecer su objeto incluye, entre otros, el “facilitar la participación de la respuesta de la demanda, incluyendo la agregación y el almacenamiento de energía, garantizando al mismo tiempo que compiten con otros servicios de balance en condiciones equitativas”.

También el informe elaborado por la Comisión de Expertos sobre *Escenarios de Transición Energética*, relativo al análisis y propuestas para la descarbonización. Cuando trata la demanda flexible, indica atinadamente que “no obstante, está aún pendiente el desarrollo regulatorio para la posible participación de la demanda, bien directamente o mediante agregadores, en los servicio de ajustes del sistema, lo que permitirá a los sujetos con recursos de demanda obtener mejores remuneraciones e introducirá mayor competencia en los mercados de servicios de balance”

Añade el citado informe que “el agregador es el sujeto legal que ha de hacer posible una nueva función dentro del mercado de energía: la agregación de los recursos distribuidos. El agregador ha de ser responsable técnico y financiero que represente a los consumidores en el mercado mayorista de electricidad y ante el Operador del Sistema eléctrico”

El agregador es un agente económico independiente que desde el conocimiento y el uso intensivo de la tecnología, estructura la demanda energética con el objetivo de aportar al consumidor una serie de beneficios adicionales, que serían inaccesibles desde una gestión individual. Actúan como intermediarios, entre los participantes en el mercado eléctrico y los consumidores finales, ya sea en el sector industrial, comercial o residencial.

Estos agregadores toman conciencia de que los consumidores finales tienen la capacidad de proporcionar capacidad del sistema mediante el manejo de cargas/generación en momentos críticos, como las horas punta o el desplazamiento de ciertas operaciones a los períodos del día en que la electricidad es más barata. El agregador capitaliza esta capacidad al involucrarse con suficientes consumidores finales, de modo que su capacidad acumulativa total es lo suficientemente grande como para cumplir con los requisitos para ingresar a los mercados mayoristas de energía.

La capacidad provista por los agregadores de DR es comprada por el OS y otros participantes del mercado como proveedores servicios auxiliares o reservas de capacidad. Por lo tanto, los agregadores de DR proporcionan al sistema de energía un medio para captar las capacidades de energía disponibles que, como partes singulares, pueden no haberse realizado o considerado lo suficientemente valiosas para ingresar al mercado. Esto es excepcionalmente útil para los operadores que necesitan asegurar una capacidad adicional del sistema debido a los crecientes niveles de penetración de energía renovable en la red.

Por otro lado, al aumentar la flexibilidad de los consumidores y la integración de las energías renovables, los agregadores de DR pueden contribuir aumentando y disminuyendo las cargas según sea necesario. Se pronostica que los agregadores de DR serán actores importantes en la transición del sistema de energía desde el enfoque centralizado a una arquitectura más distribuida, ya que permiten la participación activa de los consumidores de energía más pequeños, que tradicionalmente no se han realizado

Algunos mercados permiten que DR participe en mercados mayoristas de energía mediante el uso de licitaciones del lado de la demanda, donde los grandes consumidores finales o agregadores de DR pueden ofrecer directamente grandes cantidades de carga manejable a las subastas de energía como un reemplazo para el suministro de generación tradicional. Si la oferta de DR es exitosa, el operador del sistema la lleva a cabo con el requisito de reducir el costo del suministro de energía. La oferta del lado de la demanda a través de DR tiene la capacidad de desplazar efectivamente los generadores tradicionales de los mercados mayoristas de energía, ya que los costos operativos de habilitar DR son mucho menores que los costos de operar una planta de generación de energía.

En el caso del almacenamiento de energía, los EV y la tecnología V2G, los agregadores pretenden formar un contrato bilateral con el propietario de la batería / EV, donde el agregador busca controlar de forma remota el vehículo a cambio de proporcionar algún tipo de incentivo al propietario del vehículo. [43] Además, los agregadores a menudo acuerdan reemplazar y mantener la batería como un incentivo adicional para

comprometer a los propietarios y mitigar las preocupaciones sociales del desgaste de la batería.

La mayoría de las investigaciones concluyen que los agregadores V2G / batería son adecuados para proporcionar servicios auxiliares a los operadores de sistemas con un énfasis particular en el mercado de reservas para proporcionar regulación de frecuencia, y por lo tanto, este será el enfoque principal del mercado para este tipo de agregador. Si bien las plantas de generación a granel pueden suministrar fuentes de electricidad más baratas en comparación con los agregadores de DR con el enfoque en V2G / baterías, el mecanismo de fijación de precios de los mercados de reservas requiere pagos por capacidad "standby" y pagos por la energía "real" enviada, lo que permite V2G agregadores de batería para seguir siendo competitivos. Además, la investigación analiza el hecho de que estos agregadores tienen menores costos de capital para equipos de generación y almacenamiento, capacidades de rampa más rápidas y pueden alternar entre los modos de rampa ascendente / descendente con menos degradación del equipo en comparación con los generadores centralizados tradicionales.

Para mejorar el rendimiento del compromiso de EV, V2G y el almacenamiento de energía dentro de un agregador, es importante considerar el nivel de comodidad de los usuarios finales junto con otros criterios técnicos y económicos.

La Figura 49 muestra un ejemplo del mercado de la electricidad en presencia de agregador DR.

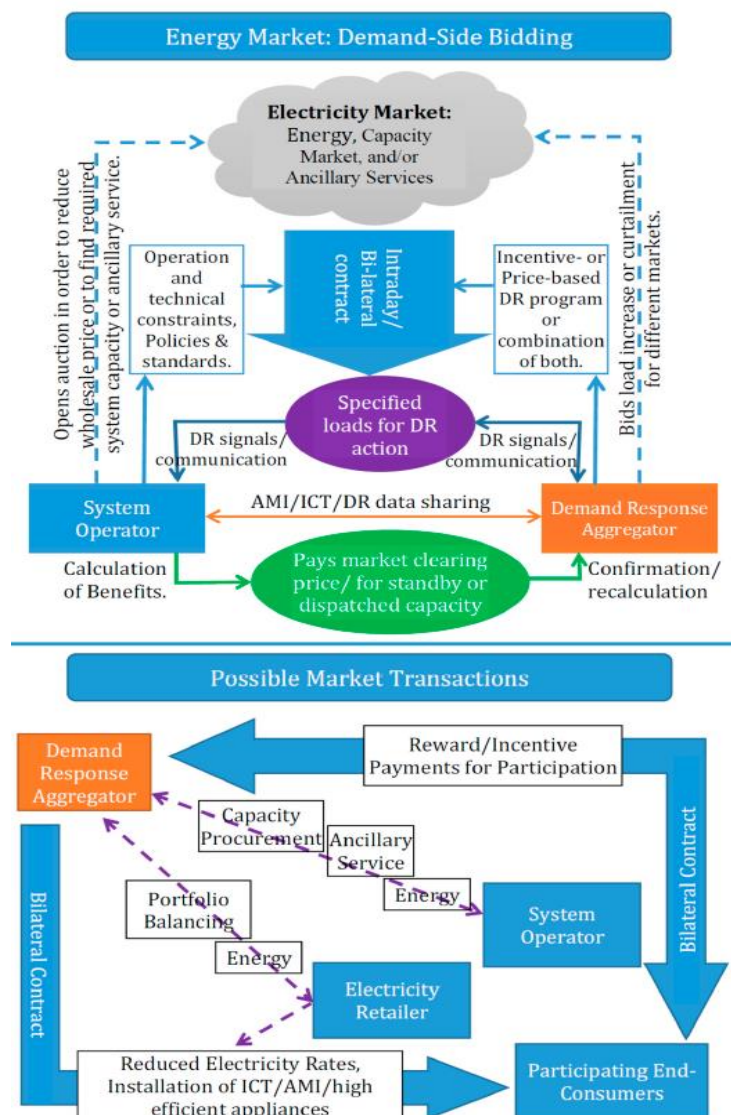


Figura 49 - Acción de agregado de Demand Response en el mercado.

5.1.1 Análisis FODA

A continuación de muestra un análisis SWOT, o más conocido en España como análisis FODA (Fortalezas, Debilidades, Oportunidades y Amenazas) para un agregador DR. Este análisis evalúa los aspectos internos y externos que son ventajosos y desfavorables para satisfacer los objetivos de ese negocio. [78]

Para identificar claramente las ventajas y desventajas de un agregador de respuesta a la demanda, se aplica un marco de análisis FODA para un agregador de DR.

El marco de análisis FODA es un modelo de negocio utilizado para ilustrar las "fortalezas" y "debilidades" internas de una operación comercial, pero también las "amenazas" y "oportunidades" externas. Este análisis FODA es una declaración típica y debe actualizarse según la situación del agregador de DR individual.

Fortalezas

Las principales fortalezas de un agregador de DR pueden ser las siguientes:

- El costo incremental para habilitar DR para consumidores industriales y comerciales es bajo. Además, los costos incrementales para habilitar vehículos de solo batería con flujo de energía bidireccional son relativamente bajos.
- Los avances en TIC han reducido el costo de la tecnología y han ampliado la gama de cargas y dispositivos que se pueden usar para DR. Además, los costos de fabricación de la tecnología de la batería están disminuyendo, lo que brinda a los agregadores V2G la oportunidad de capitalizar la tecnología disponible.
- La activación de una gran cantidad de DR residencial diversifica la cartera y ayuda a mitigar el riesgo.
- Los agregadores de DR tienen costos de operación y mantenimiento más bajos que la central eléctrica tradicional para la demanda máxima y, por lo tanto, pueden ofrecer precios competitivos.
- Los agregadores de DR pueden mejorar la productividad del capital al proporcionar acceso al mercado.
- Los agregadores de DR proporcionan un recurso de capacidad que ofrece una huella de carbono mínima.
- Los vehículos eléctricos tienen tiempos de respuesta rápidos y altas capacidades de potencia que proporcionan a los agregadores de baterías / V2G una ventaja competitiva sobre los generadores de respuesta más lenta y las plantas de mayor demanda.

Debilidades

Algunas posibles debilidades de un agregador DR se enumeran a continuación:

- Los costos incrementales para permitir que el consumidor final residencial individual es alto. Además, los vehículos eléctricos híbridos y de pila de combustible tienen costos de capital significativamente más altos asociados a hacerlos beneficiosos para los agregadores V2G.
- El personal técnico altamente calificado es necesario pero representa un alto costo para el negocio. Además, la infraestructura existente para la capacidad V2G (es decir, estaciones de carga en lugares de trabajo, estacionamiento público y áreas residenciales) es muy limitada.
- Los consumidores finales pueden experimentar molestias al tener que cambiar sus patrones de consumo. Además, la aceptación social para los agregadores V2G / batería es extremadamente baja, por lo que se requieren altos costos de inversión para estrategias de mercadeo efectivas.
- El comportamiento de preferencia del consumidor final afecta grandemente las ganancias disponibles.
- La membresía de mercado y las tarifas de inicio representan altos costos iniciales y continuos.
- El conocimiento de los consumidores residenciales sobre el precio dinámico de la electricidad es relativamente bajo, por lo que se necesita un compromiso de marketing efectivo.

Oportunidades

Hay muchas oportunidades para un agregador de DR, ya que puede:

- Capitalizar las economías de escala con los despliegues de tecnología del gobierno.
- Proporcionar una capacidad flexible que sea capaz de ayudar a integrar la naturaleza intermitente de los recursos de energía renovable.
- Proporcionar a los minoristas un mecanismo de cobertura de riesgos a través de la optimización de la cartera.
- Proporcionar una capacidad de sistema que pueda desplazar la generación tradicional y las plantas de alto costo.
- Contribuir a reducir el costo de la entrega de energía en un período a largo plazo.
- Ofrecer servicios de carga máxima a los operadores del sistema para mantener la confiabilidad de la red y aplicar una mejor gestión de la congestión.
- Proporcionar mejores mecanismos de pronóstico para los operadores de sistemas al integrar la tecnología del consumidor final y el comportamiento de carga.
- Aprovechar la preocupación de los consumidores de aumentar los precios de la electricidad y proponer soluciones más baratas
- Proporcionar un método rentable para que los operadores de sistemas eviten la expansión / actualización de la red.

Estas oportunidades también serían válidas para los agregadores V2G / batería. Además, la infraestructura V2G a gran escala requiere un alto gasto de capital e inversión, o que debe prepararse un plan a largo plazo.

Amenazas

Algunas amenazas que puede enfrentar un agregador de DR son las siguientes:

- La falta de estándares de comunicación de medidores inteligentes puede minimizar el potencial de economías de escala y alcance, pero también crear riesgos de propiedad de datos.
- La falta de reglas estándar de participación en el mercado crea ventajas injustas y puede restringir el beneficio potencial.
- La falta de métodos estandarizados para la remuneración del consumidor final puede crear incertidumbre social.
- La falta de políticas gubernamentales estándar y la existencia de políticas contradictorias crean entornos empresariales inciertos.
- Los consumidores finales pueden estar preocupados por la visualización e intercambio de sus datos de consumo eléctrico a los participantes del mercado externo.

5.6. Marco regulatorio europeo para el Demand Response

Los responsables políticos europeos han demostrado un fuerte apoyo al Demand Response. Esto se refleja en varios textos legislativos existentes:

The Electricity Directive – 2009/72/EC

La actual Directiva de Electricidad del Tercer Paquete de Energía ya definió el concepto de “eficiencia energética / gestión del lado de la demanda”, reconociendo el impacto positivo en el medio ambiente, en la seguridad del suministro, en la reducción del consumo de energía primaria y en las cargas máximas. El Artículo 25.7 requiere que los operadores de red consideren el Demand Response y las medidas de eficiencia energética al planificar las actualizaciones del sistema. El artículo 3.2 también establece que "En relación con la seguridad del suministro, la eficiencia energética / la gestión del lado de la demanda y el cumplimiento de los objetivos ambientales y de la energía de fuentes renovables, los Estados miembros pueden introducir la

implementación de la planificación a largo plazo", teniendo en cuenta la posibilidad de que terceros busquen acceder al sistema". Este lenguaje se fortaleció aún más dentro de la Directiva de Eficiencia Energética (EED).

The Energy Efficiency Directive (EED) – 2012/27/EU

La Directiva de Eficiencia Energética (2012/27 / UE) constituye un paso importante hacia el desarrollo del Demand Response en Europa.

Según su Artículo 15.2, los Estados miembros debían realizar una evaluación de los potenciales de eficiencia energética de su infraestructura de gas y electricidad, en particular con respecto a la distribución de la transmisión, la gestión de la carga y la interoperabilidad, [...] e identificar medidas e inversiones concretas para la introducción de costos. - mejoras efectivas de eficiencia energética en la infraestructura de red, a más tardar el 30 de junio de 2015.

Además, el artículo 15.4 exige a los Estados miembros:

- "Asegurar la eliminación de aquellos incentivos en las tarifas de transmisión y distribución que son perjudiciales para la eficiencia general (incluida la eficiencia energética) de la generación, transmisión, distribución y suministro de electricidad o aquellos que podrían obstaculizar la participación del Demand Response, en el equilibrio de mercados y servicios complementarios."
- "Asegurar que los operadores de red estén incentivados para mejorar la eficiencia en el diseño y la operación de la infraestructura y, dentro del marco de la Directiva 2009/72 / CE, que las tarifas permitan a los proveedores mejorar la participación del consumidor en la eficiencia del sistema, incluido el Demand Response, según las circunstancias nacionales"

La parte más importante de la Directiva es el Artículo 15.8, que establece el acceso de los consumidores a los mercados de energía, ya sea individualmente o por agregación. En detalle el artículo establece:

- "Los Estados miembros garantizarán que las autoridades nacionales de reglamentación alienten los recursos del lado de la demanda, como el Demand Response, para participar junto con el suministro en los mercados mayoristas y minoristas".
- "Sujeto a las limitaciones técnicas inherentes a la gestión de las redes, los Estados miembros garantizarán que los operadores de sistemas de transmisión y los operadores de sistemas de distribución, al cumplir los requisitos de servicios complementarios y de compensación, traten a los proveedores de Respuesta de la Demanda, incluidos los agregadores, de manera no discriminatoria, sobre la base de sus capacidades técnicas".
- "Los Estados miembros promoverán el acceso y la participación del Demand Response en los mercados de ajuste, reservas y otros servicios del sistema, entre otras cosas exigiendo a las autoridades reguladoras nacionales [...] en estrecha cooperación con los proveedores de servicios de demanda y los consumidores, para definir las modalidades técnicas de participación en estos. Los mercados se basan en los requisitos técnicos de estos mercados y en las capacidades de Respuesta de la demanda. Tales especificaciones incluirán la participación de agregadores".

Los códigos de red

Los Códigos de red son un conjunto de reglas redactadas por la Red Europea de Operadores de Sistemas de Transmisión de Electricidad (ENTSO-E), con la orientación de la Agencia para la Cooperación de Reguladores de la Energía (ACER) y la supervisión de la Comisión Europea, para facilitar la armonización, integración y eficiencia del mercado eléctrico europeo. Estos Códigos, algunos de los cuales aún se encuentran en las fases finales de redacción, serán fundamentales para el desarrollo de la Respuesta de la Demanda, ya que describen los términos y condiciones bajo los cuales los proveedores de flexibilidad de la demanda podrán participar en los mercados eléctricos.

Directrices sobre ayudas estatales para la energía y el medio ambiente

En abril de 2014, la Comisión Europea adoptó nuevas normas sobre el apoyo público para proyectos en el campo de la protección del medio ambiente y la energía. Entre otras cuestiones, las nuevas Directrices aclaran en qué condiciones se permite la ayuda estatal para garantizar una generación eléctrica adecuada. Esto permite a los Estados miembros introducir los llamados "mecanismos de capacidad", por ejemplo, para alentar a los productores a desarrollar una nueva capacidad de generación o evitar que cierren las plantas existentes o recompensar a los consumidores para que reduzcan el consumo de electricidad en las horas pico. Aunque el texto aún se refiere a la "adecuación de la generación", solicita la consideración principal de "alternativas" a los mecanismos de capacidad, como el Demand Response. Las reglas establecen que, una vez establecidos, los mecanismos de capacidad deben proporcionar incentivos adecuados para la generación existente y futura, el Demand Response y el almacenamiento. En detalle, esto se aclara en las siguientes disposiciones:

- [...] por lo tanto, los Estados miembros deben considerar principalmente formas alternativas de lograr la adecuación de la generación que no tengan un impacto negativo en el objetivo de eliminar subsidios perjudiciales para el medio ambiente o el clima, como facilitar la gestión del lado de la demanda y aumentar la capacidad de interconexión.
- Las medidas deben estar abiertas y ofrecer incentivos adecuados tanto a los generadores existentes como a los futuros, y a los operadores que utilizan tecnologías sustituibles, como la respuesta del lado de la demanda o las soluciones de almacenamiento. [...]
- Las medidas deben diseñarse de tal manera que sea posible para cualquier capacidad que pueda contribuir efectivamente a abordar el problema de la adecuación de la generación a participar, en particular, teniendo en cuenta los siguientes factores:
 - la participación de generadores que utilizan diferentes tecnologías y de operadores que ofrecen medidas con un rendimiento técnico equivalente, por ejemplo, gestión de la demanda, interconexiones y almacenamiento.

Dado que varios Estados miembros ya han introducido, o están considerando introducir o revisar mecanismos de capacidad, estas reglas serán vitales para crear la sólida base legal necesaria para garantizar que, cuando se permite la ayuda estatal para garantizar la adecuación del sistema, se debe proporcionar de tal manera que no se excluyen los recursos del lado de la demanda, y así se puede adquirir la combinación de recursos de menor costo. Sin embargo, el valor real de estas directrices para crear un campo de juego nivelado entre las diferentes tecnologías depende de la decisión de la Comisión de aplicarlas.

Nuevas propuestas legislativas en el Clean Energy Package

La Comisión Europea lanzó el Paquete de Energía Limpia en noviembre de 2016; una serie de propuestas legislativas que incluyen, sobre todo para Respuesta de la Demanda, la revisión de la Directiva de Electricidad y el Reglamento de Electricidad. Esto podría representar el cambio más importante en el contexto regulatorio jamás visto en Europa, para Demand Response. Por ejemplo, el texto propuesto incluye sistemáticamente Respuesta de la demanda como un recurso en las disposiciones para todos los mercados de electricidad organizados, junto con el almacenamiento y la generación. También requiere que las disposiciones para el equilibrio y los mercados mayoristas se ajusten a las fuentes de energía renovables y aumente la capacidad de Respuesta de la Demanda. Se proponen mejoras específicas de las definiciones de producción para el equilibrio y los mercados mayoristas, en relación con las adquisiciones y el tamaño mínimo de las ofertas, respectivamente. Las oportunidades de cobertura a largo plazo también se hacen negociables en el intercambio de manera abierta y transparente y, cuando existan, los mecanismos de capacidad seleccionarán a los proveedores de capacidad en un proceso transparente, no discriminatorio y basado en el mercado.

Los servicios de compensación y servicios auxiliares, así como el despacho, reenvío y reducción, generalmente se basan en el mercado. Además, las estructuras de incentivos para los operadores de sistemas de distribución deben adaptarse para fomentar el abastecimiento basado en el mercado de servicios de sistemas a nivel de DSO (Distribution system operator). Las partes elegibles, incluidos los clientes, comercializadores y agregadores, deben poder acceder a los datos relevantes en función del consentimiento del consumidor.

Finalmente, las propuestas incluyen la obligación de todos los Estados miembros de introducir un marco legal propicio para que los agregadores de Respuesta de la demanda fomenten la participación en el mercado del Demand Response, incluso a través de agregadores independientes, permitan su acceso al mercado y definan roles y responsabilidades relevantes.

Entre otros aspectos importantes del paquete legislativo, estas propuestas clave para la Respuesta de la Demanda explícita se complementan con otras disposiciones esenciales para habilitar la Respuesta de la Demanda implícita. Si es aceptado y adoptado por el Parlamento Europeo y el Consejo, y se implementa en toda la UE, estas disposiciones generales desempeñarán un papel importante en la eliminación de las diferentes barreras.

5.7. Situación actual del Demand Response en Europa

Según la *Smart Energy Demand Coalition (SEDC)*, muestra en “Explicit Demand Response in Europe, Mapping the Markets 2017” que ha habido un aumento general del interés en habilitar la respuesta a la demanda en casi todos los países de la Unión Europea. Desde la edición anterior del informe en 2016, los cambios regulatorios se han implementado o están planeados en muchos de los países analizados.

Los líderes en el Demand Response en Europa son: Francia, Reino unido, Finlandia, Bélgica, Suiza; donde tienen reconocida la figura del agregador y participan en los mercados. Otros países donde se desarrollan a buen ritmo como Alemania, Holanda y Polonia. Y otros que todavía están cerrados al Demand Response como España e Italia.

En la siguiente figura podemos observar la situación del Demand response en los distintos mercado eléctricos de los países de Europa.

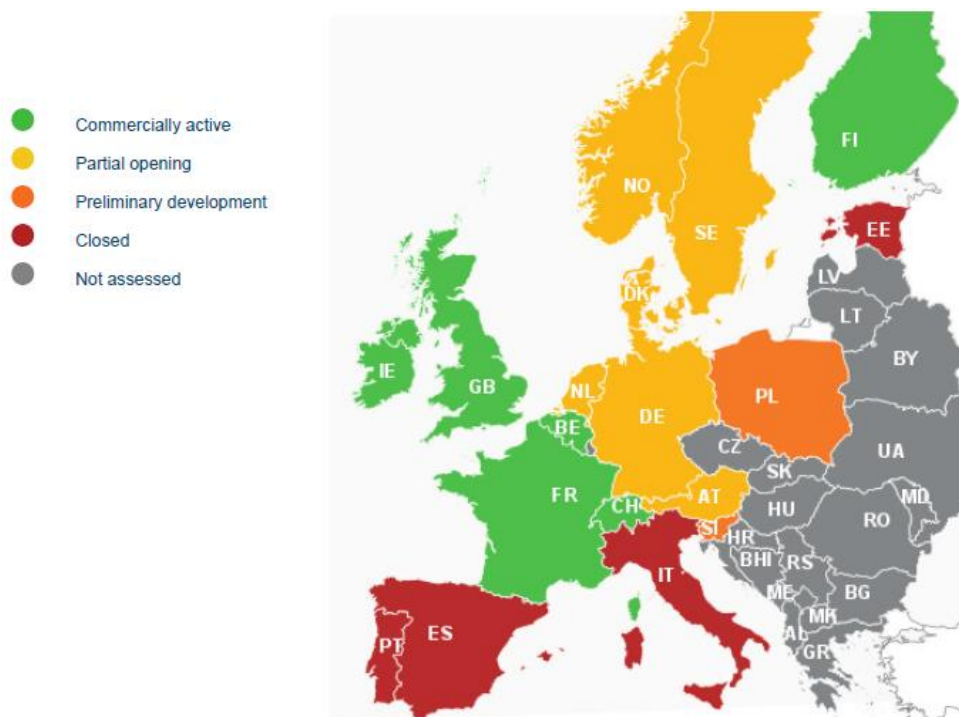


Figura 50 - Estado del Demand Response en los diferentes países de la Unión Europea

Aunque varios mercados en estos países están abiertos a la Respuesta de la Demanda, continúa habiendo una falta del cumplimiento de los requerimientos, y no se ajustan para permitir la participación del lado de la demanda. Además, sigue habiendo una falta de claridad en torno a los roles y responsabilidades de los diferentes actores y su capacidad para participar en los mercados. Sin embargo, Alemania, los países nórdicos y Austria han iniciado procesos para encontrar una solución estándar para el papel de la agregación independiente.

Una de las diferencias notables en el mapa de este año fue que Alemania pasó de estado naranja en 2015 a amarillo en 2017. Esto se debe principalmente al hecho de que las definiciones de los productos se han actualizado o están a punto de actualizarse, y el balance de los mercados de reserva trata de ser abierto para agregación independiente.

Los países evaluados se clasifican con código de color y un número de grado por área evaluada. Esto es para proporcionar un análisis visual del progreso de cada país en las áreas clave requeridas para habilitar la Respuesta de la Demanda. Al combinar las calificaciones otorgadas a estas cuatro áreas clave, se creó un mapa que refleja el estado de Respuesta de la Demanda en Europa. Las 4 áreas clave en las que se midió la evaluación del desarrollo de la respuesta de la Demanda basada en incentivos son:

- Acceso del Demand Response a los mercados.
- Acceso de los proveedores de servicios de DR a los mercados.
- Descripción del producto y requisitos.
- Pagos y penalizaciones.

5.7.1. Bélgica

Bélgica ha dado pasos importantes para abrir sus servicios auxiliares a Demand Response a través de una serie de cambios en los requisitos del producto. Demand Response puede participar en las reservas primarias y terciarias, así como en el programa de contratos interrumpibles, clasificado bajo la reserva terciaria. Sin embargo, la reserva secundaria aún no está abierta al Demand Response.

La principal dificultad dentro del mercado belga es que, actualmente, los agregadores necesitan el acuerdo previo de la comercializadora del cliente para contratar con el cliente.

El desafío para una mayor participación en la Respuesta de la Demanda ahora es brindar a los clientes acceso al mercado spot. La participación en el mercado al contado, Belpex, actualmente está limitada solo a unos pocos grandes consumidores industriales.

5.7.1.1. Acceso del DR a los mercados

Servicios auxiliares y mercado de ajuste: Las reservas primarias y terciarias permiten la participación en el Demand Response, mientras que la reserva secundaria no lo hace. Además, el Demand Response representa aproximadamente una décima parte de la capacidad involucrada en la reserva estratégica. La flexibilidad de carga también se proporciona a través del programa de contratos interrumpibles, que está dedicado al Demand Response.

Mercado mayorista: Los mercados mayoristas están cerrados al Demand Response. La participación de los recursos del lado de la demanda en Belpex Spot se limita a unos pocos actores industriales grandes, como las industrias del acero o químicas, o a través de algunos operadores, que actúan como un agregador para los consumidores más pequeños como por ejemplo, invernaderos o estaciones de bombeo.

Servicios de la red de distribución: El DSO coopera operativamente con el TSO (transmission system operator) para permitir que los consumidores que están conectados a su red participen en Demand Response

(aunque se reservan el derecho de bloquearlos a voluntad sin el requisito legal de justificar por qué, si hay un problema de capacidad).

Tabla 8- Datos del mercado belga

Wholesale market

| ENTSO-E's terminology | Market Place | Total Volume Traded (2015) ²³ | Load Access & Participation | Aggregated Load Accepted |
|-----------------------|--------------|--|-----------------------------|--------------------------|
| Day Ahead | Belpex | 23.7 TWh | ✓ | ✗ |
| Intraday | Belpex | 749 GWh | ✗ | ✗ |

Balancing and ancillary services

| ENTSO-E's terminology | Elia's terminology | | Market size | Load Access & Participation ²⁴ | Aggregated Load Accepted |
|-----------------------|---|-------------|-------------|---|--------------------------|
| FCR | Primary frequency control (R1) | R1-200mHz | 28 MW | ✗ | ✗ |
| | | R1-Down | 27 MW | ✗ | ✗ |
| | | R1-Load(Up) | 27 MW | ✓ 27 MW | ✓ |
| FRR | Secondary reserve (R2) | R2-Down | 140 MW | ✗ | ✗ |
| | | R2-Up | | ✗ | ✗ |
| mFRR | Tertiary frequency control (R3) | R3-Prod | 400 MW | ✗ | ✗ |
| | | R3-DP | | ✓ 60 MW | ✓ |
| mFRR | Tertiary frequency control Interruptible clients (R3 ICH) | | 261 MW | ✓ 261 MW | ✓ |
| RR | Voltage control and reactive power control | | 2700 MVar | ✗ | ✗ |
| RR | Black start | | n/a | ✗ | ✗ |
| RR | Strategic Reserve (SR) | SGR | 750 MW | ✗ | ✗ |
| | | SDR | 97 MW* | ✓ 97 MW* | ✓ |

5.7.1.2. Acceso de los proveedores de servicio de Demand Response a los mercados

Cada participante calificado puede participar en el mercado mayorista si cumple con las condiciones (es decir, se convierte en un BRP (Balance Responsible Parties) o contrata a un BRP, realiza una oferta igual o mayor a 1 MW a servicios abiertos para la participación del lado de la demanda). Los clientes residenciales conectados a la red de distribución no pueden ser sus propios titulares de acceso y, por lo tanto, no pueden participar en los mercados de manera explícita. Los clientes residenciales no pueden participar, ni directamente ni a través de un agregador.

Los acuerdos existentes son en forma de contratos bilaterales. Tal como está la situación ahora, los clientes no tienen la capacidad de elegir su proveedor de servicios agregado, ya que tienen que obtener el permiso de su BRP / comercializadora. La comercializadora tiene el derecho legal de rechazar cualquier cooperación con un proveedor de servicios diferente o incluso renegociar el contrato del consumidor para el suministro de electricidad.

El nuevo marco legal reconoce que cada cliente final tiene derecho a ejercer su flexibilidad sin la oposición de su comercializadora o su BRP, y la organización de la transferencia de energía también está en preparación. Ese proyecto de ley federal.

5.7.1.3. Requisitos del producto

El tamaño mínimo de la oferta para participar en los programas generalmente permite la participación del Demand Response y las condiciones del mercado están en promedio en línea con productos similares.

Tabla 9- Requisitos del producto

| Product | Market place | Minimum bid | Notification Time |
|-----------|--------------|-------------|-------------------|
| Day Ahead | N/A | N/A | N/A |
| Intraday | N/A | N/A | N/A |

Balancing and ancillary services

| Product | Minimum size (MW) | Notification Time | Activation | Triggered (max. times) |
|--------------|-------------------|-------------------------|---|--|
| R1-Load (Up) | 1 MW | 15s (50%) 30s (100%) | Automatic speed, rotation and frequency control system | No limit, but reasonable number of activations per year, about 80 min/year |
| R3-DP | 1 MW | 15 min | Remote control | Max 40 times/year |
| R3 ICH | 1 MW | 3 min | Remote control | Not more than 4 times/year |
| SDR | SDR_4 | 1 MW | TSO's website, day-ahead forecast + intraday correction | Max 40 times/year |
| | SDR_12 | 1 MW | | Max 20 times/year |

- Reserva Primaria (R1-load). Los recursos del lado de la demanda tienen que ajustar su consumo solo para desviaciones por encima de 100 mHz, lo que ha reducido el impacto en los procesos industriales. El volumen debe mantenerse estable durante al menos 15 minutos, sin interrupción.
- Reserva Terciaria, (R3-Perfil dinámico). La duración por activación se limita a un máximo de 2 horas, con un mínimo de 12 horas entre dos interrupciones, para garantizar que los consumidores no se sobrecarguen con las múltiples activaciones.
- Reserva Estratégica (SR). El programa 2014-2015 tenía una capacidad total de 850 MW en total, donde 750 MW de generación (SGR) se constituyeron por un período de tres años, y aproximadamente 100 MW de Respuesta de la Demanda Estratégica (SDR), contratados por un año.

5.7.1.4. Pagos y penalizaciones.

Tabla 10 – Pagos y penalizaciones en el mercado belga

| Product | Availability payments | Utilisation payments | Access |
|---------|--------------------------|---|----------------|
| R1-Load | 5-6 €/MWh ³⁶ | 0 | Monthly tender |
| R3-DP | 3,07 €/MWh ³⁷ | 0 | Tender |
| R3 ICH | 1,41 €/MWh ³⁸ | linked to the bid prices for upward activation, minimum of 75 €/MWh | Tender |
| SDR | Not public | 68 €/MWh ³⁹ | Yearly Tender |

Los pagos son atractivos en los mercados de reservas.

- En R1, un solo pago cubre tanto la provisión como la activación del servicio.

- En R3, el proceso de subasta por parte del TSO establece el pago de capacidad, y en el programa de Contrato Interrumpible (ICH) se recompensa un pago adicional por activación.
- SR paga por periodos de activación, calentamiento y utilización.

Las sanciones están en línea con la responsabilidad de suministrar reservas a un TSO y pueden ser consideradas aceptables. La penalización de disponibilidad de:

- R1-Load es el 130% del precio de la remuneración.
- R3-DP tiene una penalización del 130% de la remuneración de la capacidad en caso de falta de potencia.
- R3-ICH tiene una penalización del 120% de la remuneración, en caso de que más del 3% de la reserva de energía falte.
- La SR exige una penalización del 130% de la remuneración en caso de indisponibilidad, y permite un período de indisponibilidad sin penalización, en caso de reparación necesaria o inspecciones programadas.

5.7.2. Finlandia

Finlandia ha completado varios pasos para permitir la participación del Demand Response. De hecho, la participación activa en el mercado de Demand Response y la agregación, son posibles en todos los mercados, pero aún existen limitaciones. Por ejemplo, los agregadores independientes solo se aceptan en los mercados FCR-D (Reserva de Contención de Frecuencia para Perturbaciones). Además, la agregación de recursos de diferentes áreas de BRP solo se permite en los mercados del FCR-D, incluso si el agregador puede proporcionar a los BRP la información adecuada para mitigar sus riesgos de equilibrio. Además, Demand Response solo existe en gran escala en los mercados FCR-D y mFRR (Reserva de restauración de frecuencia-manual)

Sin embargo, ha habido algunos proyectos piloto para FCR-N (Reserva de Contención de Frecuencia para Operación Normal) que finalizaron en enero de 2017, y recientemente ha surgido una participación comercial menor de las cargas residenciales (100 kW) en el FCR-N. Por el contrario, no hay participación en el mercado aFRR (Reserva de Restauración de Frecuencia Automática). El tamaño mínimo de la oferta limita el potencial completo de la respuesta de demanda para algunos productos

5.7.2.1. Acceso del DR a los mercados

Todos los productos están legalmente abiertos al Demand Response. Sin embargo, solo algunos proyectos piloto participan en la Reserva de Contención de Frecuencia para Operación Normal (FCR-N), y actualmente no hay participación del lado de la demanda en la Reserva de Restauración de Frecuencia Automática (aFRR).

Tabla 11- Datos mercado mayorista finlandés

Wholesale market

| ENTSO-E's terminology | Power Exchange | Total Volume Traded ⁵⁹ | Demand Response Access & Participation ⁶⁰ | Demand Response Accepted | Aggregated Generation |
|-----------------------|-------------------------------------|-----------------------------------|--|--------------------------|-----------------------|
| Day Ahead | Nordic and Baltic day ahead markets | 374 TWh (2015) | ✓ 200-600 MW | ✓ | ✓ |
| Intraday | Nordpool | 5 TWh (2015) | ✓ 0-200 MW | ✓ | ✓ |

Tabla 12- Datos del balance de mercado y servicios auxiliares finlandeses

Balancing and ancillary services

| ENTSO-E's terminology | TSO's terminology | Market size | Demand Response Access & Participation ⁶¹ | Demand Response Accepted | Aggregated Generation |
|---|--|--------------------------|--|--------------------------|-----------------------|
| FCR | Frequency containment reserve for normal operation (FCR-N) | ~140 MW ^{62,63} | ✓ 1MW | ✓ | ✓ |
| | Frequency containment reserve for disturbances (FCR-D) | 220-260 MW | ✓ 240MW | ✓ | ✓ |
| aFRR | Automatic frequency restoration reserve (aFRR) | 70 MW ^{67,68} | ✗ | ✗ | ✗ |
| mFRR | Balancing energy market, balancing capacity market and fast disturbance reserve (mFRR) | ⊘ | ✓ 100-300 MW | ✓ | ✓ |
| | Strategic reserves | 299 MW | ✓ 10 MW | ✓ | ✓ |
| Other ancillary services if relevant (re-dispatch, voltage control) | ⊘ | ⊘ | ⊘ | ⊘ | ⊘ |
| Capacity mech. (if any) | ⊘ | ⊘ | ⊘ | ⊘ | ⊘ |
| Distribution network services | ⊘ | ⊘ | ⊘ | ⊘ | ⊘ |

Servicios auxiliares y mercados de equilibrio: Todos los servicios auxiliares están, en teoría, abiertos al Demand Response. Sin embargo, existen algunas limitaciones con respecto a la agregación. La agregación de recursos de diferentes grupos de ajuste solo se permite en FCR-D. Esto limita el potencial completo del Demand Response en otros mercados de reserva.

La participación en la Reserva de Contención de Frecuencia para Operación Normal (FCR-N) está limitada a algunos proyectos piloto de reducción de carga. Los otros programas tienen una participación más amplia. En la reserva de restauración de frecuencia manual (mFRR), la respuesta a la demanda representa una parte significativa con aproximadamente 100-300 MW, aproximadamente un cuarto de la capacidad total

Mercado mayorista: El mercado spot (Diario e intradiario) está abierto al Demand Response y la agregación, pero solo directamente a los BRP. La información relacionada con las ofertas de los consumidores en Nord Pool no es pública, pero Fingrid (TSO finlandés) estima que entre 200 y 600 MW de flexibilidad de los consumidores participa en El mercado diario y hasta 200 MW en el intradiario.

Reserva Estratégica: Finlandia ha establecido un mecanismo de reserva estratégica, que se abrió al Demand Response en 2013. Se contrató una capacidad de 10 MW para los inviernos 2015-2016 y 2016-2017 (además de los 285 MW contratados en el lado de la generación para el mismo período). En febrero de 2017, la Autoridad de Energía de Finlandia anunció que la capacidad de reserva de carga máxima necesaria para el período de julio de 2017 a junio de 2020 será de 729 MW, incluidos 22 MW de Demand Response, cuyos costos serán de 14 Millones € / año.

Servicios de red de distribución. La flexibilidad del lado de la demanda podría representar una herramienta importante para la gestión de la congestión local. El proyecto piloto Smart Grids and Energy Markets (SGEM)

se ejecutó en 2014, para evaluar el potencial de la respuesta de la demanda dinámica residencial, sus objetivos para definir los requisitos de flexibilidad para la planificación y el funcionamiento de los mercados energéticos integrados. El control de carga directo de aproximadamente 7000 casas de almacenamiento parcial de ToU (time of use) en áreas rurales, mostró un potencial de aproximadamente 10 MW, y se implementó la capacidad de control de carga dinámica en aproximadamente 35 MW de casas con calefacción eléctrica de almacenamiento completo, identificando un potencial de 14 MW para respuesta de la demanda.

El régimen de tarifas de red que ofrecen los Operadores de sistemas de distribución es una tarifa de día / noche que impacta negativamente en el uso potencial de la Respuesta del lado de la Demanda en los niveles de los hogares (es decir, la mayoría de las cargas flexibles ocurren durante la noche cuando la tarifa es más baja, por lo tanto la flexibilidad no es suficiente). En lugar de estar disponible durante el día cuando más se necesita en el sistema). Si bien esto no incentiva el consumo plano, aún inhibe el aumento en el uso de la Respuesta a la Demanda, y como tal es una barrera para su posterior promoción en Finlandia.

5.7.2.2. Acceso de los proveedores de servicio de Demand Response a los mercados

Por lo general, los consumidores de Demand Response están compuestos por grandes consumidores industriales (por ejemplo, industria forestal y química), en parte también por pequeños consumidores / servicios industriales (por ejemplo, supermercados) y hogares.

Los principales tipos de agregadores que operan en el mercado de ajuste son los propietarios de recursos y los agregadores independientes en la reserva FCR-D. La agregación de la generación en un grupo de ajuste también es bastante común; la mayoría de los recursos de generación se agregan y se ofrecen como una sola oferta en el mercado, específicamente en el mFRR.

En la primavera de 2017, se permitió recursos de generación agregados y cargas bajo el mismo BRP en el mFRR. Asimismo, en la segunda mitad de 2017 se ejecutó en el FCR-N.

Los agregadores independientes solo pueden acceder al mercado de acuerdo con la comercializadora / BRP del consumidor (excepto en FCR-D), por lo que el agregador debe ser el propietario del recurso de compensación, su comercializadora o BRP. En el FCR-D, se aceptan agregadores independientes y, por lo tanto, no es necesario un acuerdo con el BRP del recurso. En consecuencia, los consumidores no tienen acceso a un proveedor de servicios de Demand Response de su elección en otros mercados que no sean FCR-D. Esto reduce la competencia en torno a los servicios centrados en el consumidor y dificulta significativamente el desarrollo del lado de la demanda.

Como tal, no hay un marco específico que rijan la relación entre el BRP y un agregador independiente.

5.7.2.3. Requisitos del producto

Servicios auxiliares: Todavía existen algunas limitaciones en el tamaño de la oferta mínima para algunas reservas de frecuencia y para la reserva estratégica.

Mercado mayorista: Tanto los mercados diarios como los intradiarios requieren un tamaño mínimo de 0,1 MW para participar. Los medidores inteligentes se han implementado casi por completo y las comercializadoras están legalmente obligados a poner tarifas disponibles en función de los precios por hora.

Estas tarifas permiten a los consumidores reducir sus facturas de energía en el corto a medio plazo. En primer lugar, los clientes, al aceptar la volatilidad en los precios, ya no pagan la prima de riesgo de la comercializadora, lo que reduce los precios minoristas de energía cuando se promedian durante un período prolongado de tiempo. En segundo lugar, los consumidores tienen la oportunidad de adaptar su consumo de energía a lo largo del tiempo para elegir períodos más baratos.

Dicho esto, los programas finlandeses no siempre están dirigidos a alentar la flexibilidad de la demanda, lo que requeriría tecnología de comunicación y / o algún tipo de automatización del hogar / negocio. Estas ofertas de automatización se están desarrollando y desplegando actualmente en áreas limitadas, tales como, pero sin limitarse a, la región de Helsinki. De hecho, es posible comprar dispositivos y servicios de control automático

en todo el país, pero son bastante costosos.

Es por esta razón que todavía no están ampliamente distribuidos en todo el país. Por otro lado, las tarifas con precios por hora son bastante populares en Finlandia.

Tabla 13- Requisitos del producto

Balancing and ancillary services

| Product | | Minimum size (MW) ⁷³ | Notification Time | Activation | Triggered (max. times) |
|--------------------|-------------------------|--|--|--|------------------------|
| FCR-N | | 0,1 MW | 3 min | Automatic out of 49,90 - 50,10 Hz | Several times per hour |
| FCR-D | linear or partly linear | 1 | 50% in 5s, 100% in 30s | Automatic < 49,9Hz | Several times a day |
| | on-off model | 1 | 5s 49,7 Hz or 3 s 49,6 Hz or 1 s 49,5 Hz | Automatic < 49,7Hz or 49,6 Hz or 49,5 Hz | Several times a year |
| FRR-A | | 5 | 2 min | Automatic | Several times a day |
| FRR-M | | 10 (5 MW if electrical activation is used) | 15 min | Manual | About once a year |
| Strategic reserves | | 10 | 15 min | Manual | 0-2 times in winter |
| Balancing Market | | 10 | 15 min | Market based | Several times per day |

5.7.2.4. Pagos y penalizaciones.

FCR-D solo proporciona pagos por disponibilidad, mientras que FCR-N proporciona tanto pagos por disponibilidad como pagos por utilización basados en energía neta. También hay una participación comercial de DSR a pequeña escala en el FCR-N y una participación a gran escala en el FCR-D.

Los precios se han mantenido bastante estables durante los últimos tres años. En las reservas donde se proporcionan los pagos de utilización, todavía existen algunos problemas relacionados con la agregación de cargas desde diferentes perímetros de BRP. En mFRR, el mercado de poder de ajuste proporciona solo el pago de utilización ("precio marginal") mientras que hay pagos de capacidad en el mercado de reservas estratégicas ("pago por oferta").

Tabla 14- Pagos y penalizaciones en el mercado finlandés

Balancing and ancillary services

| Product | | Availability payments | Utilisation payments | Access |
|----------------------------------|----------|---|--|--------------------------------|
| FCR-N | | 13,00 €/MW/h ⁷⁵ for yearly ⁷⁶ | 0 ⁷⁷ | Yearly Tender Hourly Market |
| FCR-D | standard | 4,7 €/MW/h ⁷⁸ for yearly ⁷⁹ | 0 | Yearly Tender Hourly Market |
| aFRR | | 0 ^{80, 81} | Hourly market + Market price ⁸² | Hourly Market |
| Balancing Energy Market (mFRR) | | 0 | Marginal | Hourly bids |
| Balancing Capacity Market (mFRR) | | Pay as bid | Marginal | Weekly tenders |
| Strategic reserves | | Pay as bid | 0 ⁸³ | Long-term contract |

5.7.3. Francia

Desde 2003, grandes clientes industriales han estado participando en el mecanismo de ajuste, y desde 2007, los primeros proyectos piloto se ejecutaron para introducir la carga residencial agregada al mecanismo.

En 2014, por primera vez, un consumidor industrial proporcionó su reducción de energía como un FCR o Reserva Primaria. Este programa, junto con la Reserva Secundaria (aFRR), ha impulsado la participación desde el 1 de julio de 2014.

El mecanismo NEBEF (Notification d'Échange de Blocs d'effacement), notificación de intercambio de bloques de gestión, que permite que la carga reducida se ofrezca como energía directamente al mercado mayorista de electricidad, se introdujo en diciembre de 2013. El volumen activado durante la fase de experimentación fue bastante modesto (310 MWh en 2014), en parte debido a un invierno suave. Desde entonces, la participación ha sido de 1.522 MWh (2015) y 10.313 MWh (2016).

El mecanismo de equilibrio y los servicios auxiliares están abiertos a la Respuesta de Demanda agregada. Las cargas también pueden participar en el mercado diario y, desde enero de 2017, en el mercado intradiario a través de NEBEF. El Demand Response también está permitido en el Mecanismo de Capacidad.

El TSO (Rte) francés ha estado ajustando los requisitos de los programas, para adaptarse mejor a las capacidades del lado de la demanda. La relación entre los agregadores y las comercializadoras / BRP fue regulada y se estableció un marco estandarizado en 2013.

La Barrera principal es que la participación en el FRR automático está reservada a los generadores y solo es posible para el Demand Response a través de un mercado secundario.

5.7.3.1. Acceso del DR a los mercados

Las tablas presentadas a continuación muestran los servicios auxiliares y otros mecanismos donde se permite la participación del Demand Response en Francia. En el mercado mayorista, la fase experimental del mecanismo NEBEF (2014).

Tabla 15 – Mercados mayoristas franceses

Wholesale market

| ENTSO-E's terminology | Market place | Total bid volumes | Load Access & Participation | Aggregated Load Accepted | Aggregated generation |
|-----------------------|--------------|---------------------------------|---|---|-----------------------|
| Day Ahead | EPEX Spot | 106,4 TWh in 2015 ⁸⁷ | ✓ through NEBEF (1,5 GWh in 2015, 10 GWh in 2016) | ✓ (NEBEF) | ✓ |
| Intraday | EPEX Spot | 5,43 TWh in 2015 ⁸⁸ | ✓ through NEBEF (starting from Jan. 2017) | ✓ through NEBEF (starting from Jan. 2017) | ✓ |

Tabla 16. Datos del balance de mercado y servicios auxiliares franceses

| ENTSO-E's terminology | TSO's terminology | Tot. Capacity Contracted ⁸⁹ | Demand Response Access & Participation | Aggregated Demand Response Accepted | Aggregated Generation |
|---|---|--|---|-------------------------------------|------------------------------|
| FCR | Primary Control (<i>Réglage Primaire de Fréquence</i>) | 600 – 700 MW | ✓ (≈60MW) though FCR cooperation | ✓ though FCR cooperation | ✓ through FCR cooperation |
| aFRR | Secondary Control (<i>Réglage Secondaire de Fréquence</i>) | 600 – 1000 MW | ✓ Q3-Q4 2016, for around 10 MW | ✓ via secondary market | ✓ |
| mFRR | Fast Reserve (<i>Réserves rapides</i>) | Max. 1000 MW | ✓ (480 MW) | ✓ | ✓ |
| RR | Complementary Reserve (<i>Réserves complémentaires</i>) | Max. 500 MW | | ✓ | ✓ |
| DSR - RR | Demand Response Call for Tender* (<i>Appel d'Offres d'Effacement</i>) *New Status in 2017 | 2014: max. 850 MW 2015: 1200 to 1800 MW 2016: max. 2100 MW 2017: 750 to 1400 MW ⁹⁰ | ✓ | ✓ | ⊘ |
| Other ancillary services if relevant (re-dispatch, voltage control) | ⊘ | ⊘ | ⊘ | ⊘ | ⊘ |
| Capacity mech. | Capacity mechanism (<i>Mécanisme de capacité</i>) | 89.7 GW ⁹² | ✓ 2017: 1700 MW of certified exchangeable capacities and 800 MW of capacity obligation reduction from retailers ^{92,93} | ✓ | ✓ |
| Distribution network services | ⊘ | ⊘ | ⊘ | ⊘ | ⊘ |

Límites a la agregación: en el mercado francés y en los programas de balances, las ofertas deben incluir solo Demand Response o solo generación. Uno no puede agregar la Respuesta de la demanda y la generación dentro de la misma oferta. Sin embargo, un experimento que comenzó en enero de 2017 permitió habilitar la Respuesta de la Demanda agregada junto con la generación en la misma oferta para capacidades de control primario (FCR).

Servicios auxiliares: Estos dos programas están abiertos a la demanda de respuesta:

- Las Reservas de Contención de Frecuencia (*Réglage Primaire de la Fréquence*) están directamente abiertas a la Respuesta de la Demanda a través de la cooperación FCR (con Alemania, Austria, suiza, Holanda).
- Las reservas automáticas de restauración de frecuencia (*Réglage Secondaire de la Fréquence*) aún están relacionadas con las obligaciones de los generadores principales que pueden subcontratar su provisión en un mercado secundario.

La participación de Demand Response ha sido legalmente posible desde julio de 2014, pero se limita a los sitios ubicados en la red de transporte. La participación de los consumidores conectados a nivel de distribución ha sido teóricamente posible desde enero de 2016. Las reglas simplificadas se implementaron por primera vez en 2016 con una participación que no estuvo habilitada hasta 2017. Los volúmenes y su origen se notifican a RTE (operador de Francia).

El servicio de carga interrumpible fue creado en 2013 como un servicio de emergencia, a través de contratos directos entre los TSO y los consumidores intensivos en electricidad. El importe total de estos contratos fue de 1.500 MW para 2017.

Mecanismo de equilibrio: Las reservas de restauración de frecuencia manual (mFRR) y las reservas de reemplazo o reservas complementarias (RR) están abiertas a la Respuesta de la Demanda. Esta incluye a los consumidores ubicados a nivel de la red de distribución. RTE ha mencionado en particular el importante potencial del sector terciario

Mercado mayorista: La fase de prueba del mecanismo de Respuesta de la Demanda llamada NEBEF, que literalmente traducido es, Notificación de cambio de bloques de gestión, tuvo lugar de diciembre de 2013 a diciembre de 2014 en el mercado mayorista. Las reglas del mecanismo NEBEF [27] se publicaron el 19 de diciembre de 2014 y continúan desarrollándose. Las ofertas a través del mecanismo NEBEF fueron más intensas a finales de 2016, debido a los altos precios al por mayor (principalmente debido a la falta de disponibilidad de las centrales nucleares, pero también debido a las bajas temperaturas). En el mes de diciembre de 2016, el volumen total comercializado fue de 4 GWh. Las nuevas reglas para el mecanismo NEBEF (NEBEF 3.0) han introducido, entre una variedad de otros aspectos, el acceso a la participación en el mercado diario e intradiario.

Actualmente, las activaciones de los programas de Respuesta de la Demanda son administradas por el TSO en función de los requisitos del sistema, lo que otorga derechos a todos los minoristas (comercializadoras) para ofrecer tarifas variables. Dependiendo de la tarifa, los programas son activados por el TSO (Para TEMPO; relacionado con el pronóstico de consumo) o por EDF- Électricité de France S.A. (Para EJP; basado en criterios económicos). De manera más general, en el contexto del despliegue de medidores inteligentes, todos los minoristas pueden proporcionar tarifas no reguladas con el mismo tipo de opciones basadas en los precios del mercado mayorista de electricidad.

Mecanismo de capacidad: El mecanismo de capacidad francés es un "mercado descentralizado" basado en la obligación del minorista de obtener una cierta cantidad de certificados de capacidad en función del consumo de su cartera de consumidores. Los recursos de capacidad (respuesta a la demanda y generación) tienen la obligación de ser certificados y proporcionar certificados de acuerdo con su disponibilidad esperada. La Respuesta a la Demanda también se puede valorar como una reducción de la obligación del proveedor. El mercado, vigente desde enero de 2017, está abierto a la generación y la participación del lado de la demanda. Las primeras reglas se publicaron el 22 de enero de 2015. Tras la investigación de la Comisión sobre los mecanismos de capacidad, las reglas modificadas se publicaron el 29 de noviembre de 2016. La "capacidad" reflejará solo la disponibilidad de Respuesta a la demanda en el mercado. Su activación efectiva se contabilizará a través del mecanismo de balance o mercado mayorista.

Servicios de red de distribución. La flexibilidad del lado de la demanda podría representar una herramienta importante para la gestión de la congestión local. Los DSO en general no pueden contratar flexibilidad para la gestión de restricciones. El marco regulatorio actual que rige la estructura de incentivos tiene en cuenta el rendimiento del DSO, incluidos sus costos operativos (OPEX). Siempre que incluya un incentivo para la reducción de costos y alternativas a la inversión en la red, esto podría abrir la puerta a la compra de servicios de flexibilidad por parte de DSO.

Francia es uno de los pocos ejemplos, si es que hay alguno, en Europa donde la tarifa promueve un programa de Respuesta a la Demanda basado en precios pico crítico (PPC). Bajo el esquema crítico de precios máximos, se solicita al consumidor que reduzca la demanda con una señal de aviso de 1 día para algunos días al año.

5.7.3.2. Acceso de los proveedores de servicio de Demand Response a los mercados

Los principales tipos de consumidores de Demand Response en Francia incluyen principalmente consumidores industriales, es decir, grandes consumidores que utilizan electrólisis o procesos similares que participan en el control primario y secundario; consumidores industriales más diversos que participan en el mercado de ajuste; así como los consumidores residenciales (aproximadamente unos 10.000).

El agregador no requiere el acuerdo del BRP para la gestión de la carga. Desde 2014, los consumidores o agregadores han podido brindar su flexibilidad a ajustes y NEBEF, sin la necesidad de contratar bilateralmente con un BRP. Sin embargo, la participación del Demand Response en aFRR solo es posible a través de un mercado secundario. Como tales, los consumidores y los agregadores tienen que firmar contratos bilaterales con los productores para venderles sus productos. En el mecanismo de capacidad, el Demand Response se puede valorar sin tener que contratar a las comercializadoras. La subasta de EPEX donde se venden los certificados de capacidad es centralizada y anónima.

Mecanismo de ajuste del agregador de BRP: La ley del 15 de abril de 2013 establece el pago (es decir, la compensación) de los agregadores a las comercializadoras / BRP por los costos de abastecimiento de la energía suministrada. El conjunto de reglas de pago incluye un "régimen regulado" en el que el TSO establece un precio que refleja el costo del componente energético del precio minorista, y un régimen "contractual" y "corregido". Las reglas se aplican a las reducciones de electricidad que se ofertan en el mercado mayorista y en el mecanismo de equilibrio. La existencia de un mecanismo "por defecto", que evita negociaciones que consumen recursos, es un habilitador importante para asegurar el acceso del agregador al mercado y, por lo tanto, el desarrollo de la Respuesta de la Demanda.

5.7.3.3. Requisitos del producto

Como habilitador crítico, todos los principales mercados de electricidad están abiertos a Demand Response. Además, el establecimiento del mecanismo de capacidad podría proporcionar una fuente de estabilidad de inversión a largo plazo para la Respuesta de la Demanda.

RTE (*Réseau de Transport d'électricité*) no acepta ofertas mixtas: las ofertas deben incluir solo generación (agregada) o solo demanda agregada. La respuesta de la demanda y la generación no se pueden mezclar en una sola oferta de VPP (Virtual Power Plant). Esto representa una barrera para el desarrollo de ambos recursos en el futuro, ya que la respuesta a la demanda podría representar un recurso interesante para equilibrar la producción variable renovable.

Central eléctrica virtual o planta de energía virtual (VPP) es una planta de energía distribuida basada en la nube que agrega las capacidades de los Recursos de Energía Distribuida (DER) heterogéneos con el fin de mejorar la generación de energía, así como el intercambio o venta de energía en el mercado abierto.

Tabla 17 – Requisitos del producto

| Product | Minimum size (MW) | Notification Time ¹¹¹ | Activation | Triggered (max. times) |
|-------------------------------|-------------------|----------------------------------|---|------------------------|
| Primary Control (FCR) | 1 MW | < 30 s | automatic | Triggered continuously |
| Secondary Control (aFRR) | 1 MW | < 400 s | automatic | Unlimited |
| Fast Reserves (mFRR) | 10 MW | 13 min | manual | Unlimited |
| Complementary Reserves (RR) | 10 MW | 30 min | manual | Unlimited |
| DR Call for tender (DSR – RR) | 1 MW | 2 h | manual (ongoing works on automation) | Up to 40 days/year |

5.7.3.4. Pagos y penalizaciones.

En Francia, los generadores y los proveedores de Demand Response pueden hacer una oferta en EPEX Spot. Se usa el precio marginal (pay-as-clear) como precio de compensación.

Tabla 18 – Pagos y penalizaciones en el mercado francés

Balancing and ancillary services

| Product | Availability payments | Utilisation payments | Access |
|-----------------------------|---|---|---|
| Primary Control (FCR) | According to bid | According to spot price | Weekly tender together with AT, DE, NL & CH TSOs (from 17 January 2017) |
| Secondary Control (aFRR) | 160k€/MW/y for obligations. Free deals on secondary market. | Spot price | Obligation to provide (or contract a substitute) for generators, DSR participation through secondary market only; pro rata activation |
| Fast Reserves (mFRR) | 24 k€/MW (2017) | Free bid price | Merit order based (energy) |
| Complementary Reserves (RR) | 16 k€/MW (2017) | Free bid price | Merit order based (energy) |
| DSR-RR | 12-20 €/MW/year ¹⁴ | 100 €, 150 € or 200 €; or spot price based formula (min. 65 € and max. 500 €/MWh) | Merit order based (energy) |
| Balancing Mechanism | Not available | Free bids | Merit order based |

Los mercados con pagos por disponibilidad vienen con penalizaciones específicas en caso de falta de entrega o bajo rendimiento.

En las FCR y / aFRR: las sanciones no son proporcionales al pago por disponibilidad, sino al precio spot.

En las RR: las sanciones son proporcionales a los ingresos por disponibilidad. Es más bajo cuando es declarado al TSO en lugar de experimentarlo mediante el control de disponibilidad o la activación perdida.

La oferta DR-RR de 2017 incluye un mecanismo por el cual las penalizaciones se deducen automáticamente de los pagos por disponibilidad.

Para la activación:

- En el mercado mayorista: la entrega excesiva o insuficiente conduce a desequilibrios y, por lo tanto, al precio de desequilibrio.
- En los servicios de ajustes y servicios auxiliares: existe una tolerancia del 20% en la entrega para volúmenes pequeños (<50MWh activados). Las penalizaciones se establecen de acuerdo al precio establecido en la oferta.

En general, los precios de liquidación de compensación están diseñados para evitar el arbitraje con el precio al spot.

5.7.4. Alemania

En la actualidad, existen barreras importantes que impiden que se materialice todo el potencial de la flexibilidad de la demanda en Alemania.

Con el objetivo de alcanzar el 35% del suministro de electricidad renovable para 2020 y la eliminación de la energía nuclear para 2022 anunciada en 2011, el sistema energético alemán ha comenzado a integrar cada vez más la generación de energía descentralizada (eólica, solar, biomasa y biogás) y ha incrementado sus necesidades en flexibilidad descentralizada. Se pretende que se repitan con más frecuencia en los próximos años, las situaciones en las que la generación variable a partir de plantas eólicas y solares abastezcan una gran

mayoría de la demanda total en la red.

Actualmente, la regulación del mercado alemán crea barreras significativas para la mayoría de las formas de los tipos de programas de Demande Response, incluidos los proporcionados por minoristas y agregadores independientes. Sin embargo, el Ministerio Federal de Asuntos Económicos y Energía de Alemania (BMWi) está al tanto de las barreras actuales.

La lista actual de barreras incluye:

- Se han cerrado varios mercados para la Respuesta de la Demanda, ya sea porque la legislación no permite el DR (por ejemplo, la reserva para la red), o al cerrarse en la práctica, debido al diseño del producto altamente sesgado de la generación (por ejemplo, el diseño propuesto para una reserva de capacidad).
- La falta de un marco regulatorio e incentivos para que los DSO obtengan flexibilidad distribuida como un servicio, en lugar de invertir en la expansión de sus redes.
- Los requisitos de precalificación para el balance de reservas se encuentran en el nivel de activos (en lugar de exclusivamente a nivel del pool).
- Las tarifas de red están diseñadas para incentivar un patrón de consumo plano y, por lo tanto, penalizar a quienes brindan flexibilidad al sistema.
- La falta de un rol estandarizado para los agregadores de terceros dentro del modelo de mercado, que requiere una multitud de relaciones contractuales entre los BRP, los minoristas y los agregadores de terceros.
- La alta proporción de impuestos, tarifas de red y otras tarifas y gravámenes incluidos en los precios minoristas (50% -80%), que diluyen significativamente las señales de precios del mercado mayorista.

5.7.4.1. Acceso del DR a los mercados

Las siguientes tablas detallan los mercados en los que se acepta la Respuesta de la Demanda, sin embargo, la participación real de las cargas flexibles de la demanda en la participación general es muy difícil de estimar en Alemania.

Tabla 19 - Acceso del DR a los mercados alemanes

Balancing and ancillary services

| ENTSO-E's terminology | German TSOs' terminology | | Tot. Capacity Contracted ¹²⁰ | Demand Response Access & Participation | Aggregated Demand Response Accepted | Aggregated Generation |
|---|---|-------|--|--|-------------------------------------|-----------------------|
| FCR | Primary control reserve | + / - | 830 MW ¹²¹ | ✓ | ✓ | ✓ |
| aFRR | Secondary control reserve | SCR + | 1976 MW | ✓ | ✓ | ✓ |
| | | SCR - | 1907 MW | ✓ | ✓ | ✓ |
| mFRR | Minute reserve | MR + | 1850 MW | ✓ | ✓ | ✓ |
| | | MR - | 1654 MW | ✓ | ✓ | ✓ |
| Interruptible loads | Immediately interruptible loads (SOL) – AbLaV ¹²² | | 750 MW | ✓ | ✓ | DR only programme |
| Interruptible loads | Quickly interruptible loads (SNL) – AbLaV | | 750 MW | ✓ | ✓ | DR only programme |
| Other ancillary services if relevant (re-dispatch, voltage control) | Re-dispatch (Winter reserve) | | 2016/17: 8300 MW ^{123,124} 2017/18: 7000 MW ¹²⁵ | ⊗ | ⊗ | ⊗ |
| Capacity mech. (if any) | Capacity Reserve | | 2000 MW for October 2018 - September 2020 | ⊗ | ⊗ | ⊗ |
| Distribution network services | [market for this does not exist – only bilateral deals between DSOs and generators/ loads] ¹²⁶ | | | | | |

Wholesale market

| ENTSO-E's terminology | German TSOs' terminology | Tot. Volume Traded ¹¹⁹ | Demand Response Access & Participation | Aggregated Demand Response Accepted | Aggregated Generation |
|-----------------------|--------------------------|-----------------------------------|--|-------------------------------------|-----------------------|
| Day Ahead | EPEX Spot | 235 TWh (2016) | ✓ | ✓ | ✓ |
| Intraday | EPEX Spot | 41 TWh (2016) | ✓ | ✓ | ✓ |

Balance de mercado y servicios auxiliares. Los programas en el mercado de ajuste están abiertos a los recursos de Demand Response. Los TSO contratan plantas de energía de manera bilateral sin pasar por ninguna subasta pública o proceso de licitación. La supervisión regulatoria es realizada por la *Federal Network Agency* (BNetzA, por sus siglas en alemán) y la *Federal Cartel Office*.

Cargas interrumpibles. En Alemania, dicho programa se implementó en 2013 con una duración inicial de 3 años, y se extendió en 2016 hasta 2022. Los cambios que se llevaron a cabo con la extensión incluyen un cambio de subasta mensual a semanal, y la oferta mínima de 5 MW (con la capacidad de agrupar cargas).

Mecanismo de capacidad. El borrador de reglas (aún no finalizado) para el nuevo producto de reserva de capacidad permite, en principio, la participación en la Respuesta de la Demanda, sin embargo, las reglas son tales que, en la práctica, este mercado está cerrado Demand Response. Por ejemplo, no se permite la agregación, el tamaño mínimo de oferta es de 10 MW y los costos de oportunidad se pagan por generación, pero no por demanda.

Mercado mayorista. Los mercados diarios e intradiarios están abiertos para los consumidores que trabajan con su comercializadora de electricidad (BRP) a través de la Respuesta de la Demanda implícita y explícita.

Sin embargo, solo las comercializadoras actualmente pueden aprovechar esas oportunidades de mercado. Los agregadores independientes de Demand Response no pueden hacerlo ya que no existe un marco para definir las interacciones con la comercializadora de energía y otras partes del mercado. No obstante, la agregación independiente de activos de generación distribuida, como la energía eólica, la biomasa y el biogás, es un modelo de negocio viable, ya que la unidad de energía renovable distribuida hay que elegir un BRP/comercializadora para comercializar su generación.

Servicios de red de distribución. La flexibilidad del lado de la demanda podría ofrecer una herramienta importante para la gestión de la congestión local. Sin embargo, como en la mayoría de los países europeos, la posibilidad de que los DSO inviertan en la capacidad de usar Demand Response es muy limitada. Actualmente no hay programas basados en el mercado que operen en el nivel de distribución.

Esto se debe en parte al hecho de que la regulación de incentivos favorece a CAPEX sobre OPEX, por lo que es mejor desde la perspectiva de DSO expandir o hacer cumplir su red (y, por lo tanto, aumentar su base de capital) que contratar con un proveedor de Demand Response.

Restricciones relacionadas con las operaciones de la red de distribución. El DSO tiene que aprobar legalmente la participación del consumidor en el mercado de ajuste y puede limitar o prohibir por completo dicha participación.

El régimen de carga de la red apunta a una alta utilización de la infraestructura de red existente y, por lo tanto, incentiva a los consumidores a mantener un perfil de consumo regular, plano y estandarizado, lo que perjudica la flexibilidad. Esta es una barrera importante en Alemania, específicamente para consumidores muy grandes. Por lo general, obtienen descuentos en los cargos de su red cuando tienen un consumo fijo, lo que dificulta significativamente la Respuesta de la Demanda.

5.7.4.2. Acceso de los proveedores de servicio de Demand Response a los mercados

En principio, la Respuesta de la Demanda y la agregación están legalmente autorizadas a participar en los mercados de reservas mayoristas y de ajuste de Alemania. Los tipos de consumidores que participan en los

mercados incluyen principalmente consumidores industriales a gran escala (que utilizan más de 100.000 kWh / año). En términos generales, los principales actores en el mercado que proporcionan Demand Response incluyen una amplia gama de agregadores y centrales eléctricas virtuales, así como algunas utilidades municipales.

El agregador requiere un acuerdo de la comercializadora antes de ofrecer flexibilidad de consumo al mercado. La agregación de terceros actualmente es muy difícil en Alemania, debido a las barreras reglamentarias que requieren que los agregadores independientes soliciten el permiso bilateral de múltiples partes, incluido la comercializadora del consumidor, un competidor potencial, antes de ofrecer al mercado la flexibilidad de un consumidor. En total, un agregador que opera en Alemania tiene que negociar tres contratos diferentes y un acuerdo separado con el DSO:

- Consumidor (acuerdo de participación)
- TSO (precalificación (PQ), suministro de energía de reserva)
- DSO (acuerdo, informe de no disponibilidad, confirmación de PQ)
- BRP del consumidor (acuerdo sobre cambio de horario, aprobación de BRP para PQ, acuerdo sobre pagos)

Una dificultad particular es el requisito de alcanzar un acuerdo bilateral sobre el intercambio de horarios y los pagos de compensación con el BRP y la comercializadora del consumidor. No hay estándares para esto, y el BRP y la comercializadora a menudo no tienen interés en trabajar con el agregador para alcanzar dicho acuerdo. La razón de esto es que las comercializadoras generalmente ven al agregador como un competidor: alguien que se acerca a su cliente para ofrecer servicios que la comercializadora ofrezca, o que intente ofrecer en el futuro.

La dependencia del agregador de la aprobación de un competidor potencial es la mayor barrera para la competencia entre los proveedores de servicios en Alemania, ya que combina efectivamente los servicios de flexibilidad con el suministro de electricidad.

En la nueva ley "Strommarkt", el mercado también se abrió a clientes de reserva secundaria, lo que significa que los BRP tienen la obligación de emitir este acuerdo. La industria ha presentado una propuesta para superar este problema al equilibrar los mercados que evita la necesidad de acuerdos bilaterales y discusiones sobre la compensación. En el momento de la publicación de este informe, las propuestas son con el regulador alemán para su revisión y adopción.

Estado actual de la liquidación de desequilibrios después de la gestión de carga.

Después de la reducción (como parte de la reserva de ajuste positivo):

1. El agregador envía información al BRP, sobre la base del acuerdo bilateral.
2. La liquidación del grupo de compensación se procesa a través de un intercambio de "día después".
3. El agregador vende la energía recortada al TSO (como energía de balanceo positivo).
4. El BRP del consumidor vende la misma cantidad de energía al agregador para corregir tanto el perímetro de ajuste propio como el de los agregadores.

El agregador debe pagar a la comercializadora la energía recortada durante un evento de Respuesta de la Demanda, sobre la base de su acuerdo comercial. No hay una supervisión estándar o regulatoria de tales acuerdos, por lo que la comercializadora y BRP establecen los precios.

La propuesta de marco actual para la Respuesta de la Demanda desarrollada por las partes interesadas de la industria, se basa en el "modelo corregido" (es decir, existe una compensación por la energía) y entre otras cuestiones, incluye:

- Normalización del acuerdo BRP del consumidor.
- Estandarización de la compensación de energía, a través del "modelo corregido": el consumidor paga a la comercializadora por las reducciones de carga a su precio minorista, la comercializadora paga al consumidor por mejoras de carga al precio minorista acordado.

- Un marco que permita compensar los esfuerzos administrativos (el agregador tiene que pagar el BRP) en el período interino (que será reemplazado por el modelo objetivo a más tardar en 2020).
- Estándares para el intercambio de información que se han desarrollado;
- Y normas para intercambios de horarios que se han desarrollado.

5.7.4.3. Requisitos del producto

Balance de mercado y servicios auxiliares. Acortar los bloques de tiempo para la capacidad de ajuste secundario. Actualmente, las ofertas mínimas no superan los 5 MW. Como resultado, los precios han estado disminuyendo, lo que revela la amplia gama de ofertas disponibles en la actualidad.

Reserva de regulación primaria: Las comercializadoras de la reserva de regulación primaria deben acordar con cada TSO en que área se ofrecerá la reserva prevista. El volumen actual de 1250 MW incluye 67 MW de los Países Bajos y 25 MW de Suiza, Francia, Bélgica, Austria y Dinamarca, que todos ofertan en el mismo grupo de PCR (Rice Coupling of Regions). PCR es un proyecto de European Power Exchanges para armonizar los mercados eléctricos europeos.

Reserva de regulación secundaria: Actualmente, las reservas secundarias se licitan semanalmente, lo que requiere que un proveedor de servicios de ajuste calcule los recursos disponibles con más de 10 días de anticipación. Además, la respuesta debe poder sostenerse hasta 12 horas para reservas secundarias y hasta 60 horas durante el fin de semana.

Los participantes de Demand Response en Alemania se las arreglan para operar en las reservas, al confiar en grupos más grandes y activos de generación de capacidad. Sin embargo, la participación permanece significativamente reprimida debido a estos requisitos. Los principales cambios en curso y discutidos como parte del procedimiento regulatorio llevado a cabo por BNetzA incluyen la reducción de productos de reserva secundaria a bloques de 4 horas (similar a la reserva de minutos), subastas diarias de reserva secundaria (como reserva de minutos) y permitir activos de tamaño de 1 MW para participar si el proveedor no tiene otros activos en la zona de control respectiva.

Reserva de minutos: En la actualidad, las reservas de minutos se licitan diariamente (solo días hábiles) para una regulación positiva y negativa en 6 periodos de tiempo de cuatro horas para el día siguiente.

Existen dos desafíos principales para la participación del Programa de Respuesta de la Demanda en la Reserva de Minutos: la Reserva de Minutos positiva enfrenta un exceso de oferta histórica de 50-100%, aunque esta cifra parece disminuir con la disminución general de la carga residual. Además, la respuesta debe poder mantenerse durante 4 horas, aunque el servicio normalmente solo se requiere durante períodos mucho más cortos. Mercados como Austria, Bélgica, los países nórdicos y el Reino Unido han reducido el período de activación requerido para permitir que los recursos del lado de la demanda compitan.

Cargas interrumpibles (AbLaV). El actual diseño incluye una capacidad contratada de 750 MW por producto, una oferta mínima de 5 MW, que permita la participación de los clientes conectados a medio voltaje o superior y por último, requisitos de disponibilidad menos estrictos.

A través de la AbLaV, el legislador hizo posible que los TSO contrataran directamente con cargas interrumpibles que pueden ayudar a mantener la seguridad de la red y del sistema. Los TSO alemanes emiten una licitación cada mes para la capacidad de 750 MW de cargas interrumpibles inmediatas (SOL), con un tiempo de respuesta inferior a 1 segundo y un volumen igual de cargas interrumpibles rápidas (SNL), con un tiempo de respuesta de menos de 15 minutos.

Los pagos por disponibilidad se basan en el resultado de una subasta competitiva y están limitados a un máximo de 500 €/MW por semana, y los pagos por activaciones están limitados a un máximo de 400 €/MWh. Este producto (aunque mejorado) no está diseñado de manera efectiva, especialmente para los nuevos actores del mercado, y se extenderá hasta 2022.

Tabla 20 – Requisitos del producto

Wholesale market

| Product | Market place | Minimum size (MW) | Notification Time |
|-----------|-------------------|--------------------------|--|
| Day Ahead | EPEX Spot and OTC | 1 MW for 1 hr | Auction at 12 am for the following day |
| Intraday | EPEX Spot | 1 MW for 1 hr and 15 min | Gate closure 30 min |

Balancing and ancillary services

| Product | Minimum size (MW) | Notification Time | Activation | Max Product duration (= max. possible duration of activation) | Triggered (max. times) |
|---------|-------------------------------|-------------------|---|---|-----------------------------|
| PCR | 1 MW | 30 sec | Automatic | 1 week | Up to several times per day |
| SCR | 5 MW (1 MW if no other offer) | 5 min | Automatic | 12 hours' weekdays 60 hours over the weekend – this will likely change to 4 hours in 2017! | Up to several times per day |
| MR | 5 MW (1 MW if no other offer) | 15 min | Automatic activation by Merit Order List Server | 4 hours | Up to several times per day |

5.7.4.4. Pagos y penalizaciones.

Tabla 21 - Pagos y penalizaciones

Balancing and ancillary services

| Product | Availability payments | Utilisation payments | Access |
|--|---|---|---|
| Primary control reserve (PCR) | Based on auction outcome | None | Weekly Auctions |
| Secondary control reserve (SCR) | Based on auction outcome | Based on bids | Weekly Auctions – likely to be changed to daily in 2017 |
| Minute reserve (MR) | Based on auction outcome | Based on bids | Daily Auctions |
| Immediately interruptible loads (SOL) – AbLaV ¹³⁵ | Payments based on the outcome of a competitive auction (limited to max 500/ MW per week), and | Payments for activations are based on bids and limited to max 400/MWh | |
| Quickly interruptible loads (SNL) – AbLaV | Payments based on the outcome of a competitive auction (limited to max 500/ MW per week), and | Payments for activations are based on bids and limited to max 400/MWh | |

El programa de reserva primaria actual solo proporciona pagos por disponibilidad. Hay una consulta de la UE sobre los cambios de este mercado actualmente en curso. Los programas de reservas secundarias y terciarias proporcionan pagos de disponibilidad y utilización. Las ofertas se aceptan siguiendo el orden de mérito de los precios de disponibilidad.

Durante la activación, se aplica la lista de orden de mérito de los precios de utilización. En particular, para la Reserva de Control Secundaria negativa hay una amplia gama de precios de utilización aceptados, de los cuales rara vez se llama el extremo superior. Todos los pagos se emiten pay-as-bid.

La subasta del mercado diario (horas), así como la subasta de apertura del mercado intradiario (15 min) se pagan por ofertas.

Las penalizaciones se basan en cargos por desequilibrio, más la penalización final de ser excluido del mercado.

5.7.5. España

Hoy en día, España se basa principalmente en la energía hidráulica y el gas para sus necesidades de flexibilidad. A medida que España evoluciona hacia una generación de energía más distribuida, se espera que la necesidad de flexibilidad aumente en los próximos años. Si bien España es el primer país del mundo en el que el precio por defecto de los hogares se basa en precios spot por hora y, por lo tanto, podría impulsar un progreso importante para la Respuesta de Demanda implícita, y aunque existen algunos proyectos piloto de redes inteligentes, el desarrollo de la Respuesta de Demanda explícita es limitado a los consumidores industriales.

La agregación aún no es legal en el sistema eléctrico español y actualmente solo hay un esquema que permite una respuesta de demanda explícita: el programa de servicio de interrumpibilidad. Que está reservado solo para grandes consumidores, es administrado por el TSO (operador de sistema), Red Eléctrica de España. El programa actúa como una acción de emergencia, en caso de que el sistema carezca de generación y no haya suficientes recursos de compensación.

Aunque los agregadores no están reconocidos en España, existe el papel de "representantes", que venden energía en nombre de sus "representados" y construyen perímetros de equilibrio, minimizando así las desviaciones del programa y las penalizaciones resultantes. Sin embargo, se cree que el TSO y las partes interesadas relevantes han iniciado conversaciones para la futura apertura de estos servicios a la demanda flexible.

5.7.5.1. Acceso del DR a los mercados

La siguiente tabla presenta los productos del mercado de la electricidad, y subraya dónde pueden participar la respuesta a la demanda y la agregación, incluidos los tamaños de mercado relacionados. Si bien algunos de los mercados están abiertos para la respuesta a la demanda en principio, en la práctica esto se aplica solo a los grandes consumidores industriales. La respuesta a la demanda agregada solo se permite para el control terciario.

Tabla 22 – Acceso del DR a los mercados españoles

Balancing and ancillary services

| ENTSO-E's terminology | TSO's terminology | | Tot. Capacity Contracted ³⁰⁹ | Demand Response Access & Participation | Aggregated Demand Response Accepted |
|-----------------------|---|--------------|---|--|-------------------------------------|
| FCR | Primary Control | | Not applicable | ✗ | ✗ |
| FRR | Secondary Control | | 2.559 GWh | ✗ | ✗ |
| RR | Tertiary Control | | 4.753 GWh | ✓ | ✓ |
| RR | Deviation Management | | 2.763 GWh | ✗ | ✗ |
| | Technical Constraints (PDBF) | | ≈6.500 GWh | ✓ | ✗ |
| | Real-Time Constraints | | ≈1.800 GWh | ✓ | ✗ |
| RR | Power Reserve | | 2.109 GWh | ✗ | ✗ |
| | Secondary Regulation Band | | 1.197 GWh | ✗ | ✗ |
| | Interruptible Mainland ^{309,310} | 5 MW blocks | 1.430-1.970 MW | 1.430-1.970 MW | ✗ |
| | | 90 MW blocks | 630-1.170 MW | 630-1.170 MW | ✗ |
| | Interruptible Islands | | ≈50 MW | ≈50 MW | ✗ |
| | Capacity Mechanism | | ≈2.500 MW | ✓ | ✗ |

Mercados abiertos a la respuesta de la demanda.

Mercado de equilibrios y servicios auxiliares. Actualmente, la respuesta de demanda agregada no tiene acceso al mercado de balance ni a los servicios auxiliares. Sin embargo, en 2015 se aprobó una nueva regulación que permite la participación de fuentes renovables basadas en generación en mercados de balanceo. Como tal, desde 2016, los recursos energéticos descentralizados y renovables (en particular los generadores

eólicos) han podido precalificar y participar en la reserva terciaria, lo cual es un importante avance para allanar el camino para que la Respuesta de la Demanda agregada participe en este mercado.

El 19 de diciembre de 2015 se publicó la Resolución de la Secretaría de Estado de Energía por la que se establecen los criterios para participar en los servicios de ajuste del sistema y se aprueban determinados procedimientos de pruebas y procedimientos de operación para su adaptación al Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. A partir del 10 de febrero de 2016, las instalaciones que pasen con éxito las pruebas de habilitación específicas pueden participar en la gestión de desvíos, la Regulación Terciaria y la Regulación Secundaria –en el mercado de reserva de potencia adicional a subir sólo pueden participar las unidades térmicas–

Contratos interrumpibles. Hay una capacidad disponible de 2.000 MW de reducción de la demanda en horas pico. En 2015 se asignaron 3,020 MW de carga interrumpible; mientras que en la subasta de 2016, se asignaron 2,890 MW de demanda interrumpible, con un costo total de € 503 millones. Los requisitos para participar en el servicio de demanda interrumpible están definidos por el Ministerio de Energía. La Autoridad Nacional Reguladora informa sobre la disposición legal relevante y hace un resumen de la subasta relacionada.

Según el tiempo de notificación (de cero a dos horas) y la duración de la interrupción (de una a doce horas), hay cinco tipos diferentes de contrato. Las interrupciones pueden ocurrir hasta 240 horas al año, con un máximo de una interrupción por día y cinco por semana.

Mercado mayorista. Solo los generadores, con una unidad de producción de al menos 50 MW, pueden participar como vendedores en el mercado mayorista. Los recursos de flexibilidad pueden participar en el mercado al contado, a través de ofertas de demanda con indicación de precio.

Con respecto al tamaño total del mercado, en 2015, aproximadamente 175.97 TWh se comercializaron en el mercado diario, y alrededor de 28.32 TWh en el mercado intradiario.

Mecanismo de capacidad. El mecanismo de capacidad permite la participación de unidades de generación solamente, proporcionando pagos de disponibilidad y utilización.

Servicios de red de distribución. La flexibilidad del lado de la demanda podría representar una herramienta importante para la gestión de la congestión local. Si es necesario, los DSO tienen la posibilidad de solicitar al TSO que llame al uso del servicio de interrumpibilidad. Además, a nivel de DSO, algunos proyectos piloto están en curso a nivel de ciudad, como el "Proyecto de ciudad inteligente" en Málaga y el "Barcelona Smart City".

Restricciones relacionadas con las operaciones de la red de distribución.

Para la gestión de congestión de TSO, el TSO tiene la responsabilidad de reducir la red. Los generadores reducidos son parcialmente compensados (15% de los precios del día) por su pérdida de ingresos en caso de restricción en la operación en tiempo real. Para la reducción planificada, los productores no reciben compensación financiera. Todos los consumidores pueden aprovechar los contratos de tiempo de uso (ToU). Estas llamadas "tarifas de acceso", recuperan tanto los costes de la red como otros costos regulados, y tienen una diferenciación de tiempo de uso de hasta 3 períodos para los hogares y hasta 6 períodos para los grandes consumidores. Posteriormente, ya es posible que todos los consumidores cambien los patrones de consumo en respuesta a las señales, dado que tienen un grado de flexibilidad en sus contratos.

A fin de cuentas, el régimen regulatorio actual plantea oportunidades limitadas para las ofertas de Explicit Demand Response en la gestión de congestión.

5.7.5.2. Acceso de los proveedores de servicio de Demand Response a los mercados

En general, no hay posibilidad de que los recursos agregados de la demanda participen en el mercado eléctrico español. No hay estándares en este momento que definan su relación con el BRP y el TSO.

Los agregadores no son aceptados en el mercado. Como se mencionó anteriormente, la respuesta de demanda agregada no tiene acceso a los mercados de balanceo. Solo los consumidores con una potencia contratada superior a 5 MW tienen acceso al servicio de demanda interrumpible administrado por el TSO. El

concepto de agregador para Respuesta a la Demanda no existe en la regulación española, sin embargo, los clientes individuales pueden participar directamente en el mercado mayorista.

No hay participación de la agregación en el programa de contratos interrumpibles, se limita a los grandes consumidores industriales, conectados a la red de alta tensión. Los consumidores de energía industrial que participan en este esquema provienen de las industrias de la construcción (acero, hormigón, vidrio, etc.) u otras fábricas de materiales (papel, productos químicos, etc.) y plantas de desalinización (en las Islas Canarias). Los participantes deben tener un sistema de TIC que los vincule directamente con el TSO y no con el DSO donde pueden estar conectados. Sin embargo, si están conectados a la red del DSO, el DSO no participa y ni siquiera puede pronosticarlo de antemano. El desequilibrio del minorista es corregido directamente por el TSO, teniendo en cuenta su orden de reducción. La línea de base se establece individualmente y la capacidad disponible se prueba dos veces al año. Por último, los participantes deben enviar el pronóstico al TSO mensualmente durante los siguientes dos meses.

5.7.5.3. Requisitos del producto

Programa de carga interrumpible: el programa de carga interrumpible no permite la demanda agregada Recursos adicionales para participar. En España continental, el esquema se introdujo en 2008, con un umbral de 5 MW para participar³²². En 2014, se introdujeron diferentes condiciones para cargas interrumpibles mayores de 90 MW. En 2015, se hizo posible la oferta con bloques de carga reducible: bloques de 5 MW o bloques de 90 MW. Para el producto de bloque de 5 MW, se requiere un consumo mínimo por hora del recurso asignado (es decir, 5 MW para un bloque de 5 MW), mientras que para el producto de bloques de 90 MW se requiere que tenga al menos el 91% del recurso asignado (es decir, 81 MW para un bloque de 90 MW). En Canarias y Baleares, el marco antiguo aún se aplica, con un tamaño mínimo de 0,8 MW para participar.

Tabla 23 - Requisitos del producto

Wholesale market

| Product | Market place | Minimum size (MW) ³²⁵ |
|-----------|--------------|----------------------------------|
| Day Ahead | OMIE | 0,1 MW |
| Intraday | OMIE | 0,1 MW |

Balancing and ancillary services

| Product | | Minimum size | Notification Time | Activation | Triggered |
|-----------------------------------|--------------|-----------------|--|------------|-------------------------------|
| Interruptible Contract (Mainland) | 5 MW blocks | Blocks of 5 MW | Three options: (1) Instantly execution, no notification, (2) Fast execution, 15min, (3) Hourly execution, 2h ³²⁶ . | Automatic | Max 240 h/year and 40 h/month |
| | 90 MW blocks | Blocks of 90 MW | | Automatic | Max 360 h/year and 60 h/month |
| Interruptible Contract (Islands) | | 0,8 MW | Five options, from 2 hours to instantly | Automatic | Max 120 h/year |

5.7.5.4. Medición y verificación, pagos y penalizaciones

En el Programa de carga interrumpible, los participantes deben tener un sistema de TIC que los vincule directamente al TSO, y no al DSO, donde pueden estar conectados. Si están conectados a la red del DSO, el DSO no participa en él y ni siquiera puede pronosticarlo por adelantado. El desequilibrio del minorista es corregido directamente por el TSO, que tiene en cuenta su orden de reducción.

Metodología de base. En el Programa de carga interrumpible, la línea de base se establece individualmente y la

capacidad disponible se prueba dos veces al año. Los participantes deben enviar al TSO cada mes el pronóstico para los siguientes dos meses. En ausencia de Respuesta de la Demanda agregada, no existe una regulación con respecto al requisito de una sola unidad o las definiciones de línea de base para las cargas agregadas.

Pagos

Programa de servicio de interrumpibilidad, el marco para los contratos interrumpibles en la España, destinado a lograr ahorros presupuestarios, mediante la introducción de un mecanismo de subasta, con un precio basado en la oferta para la remuneración disponible.

En España, el antiguo marco todavía se aplica en Canarias y Baleares con un pago por disponibilidad, limitado a 20 €/MWh consumido. Los pagos son más altos si el cliente evita el consumo en horas pico.

Las tarifas aplicables a las plantas generadoras intermitentes, así como a los consumidores minoristas, financiaron los pagos por disponibilidad. El pago de utilización se obtuvo de acuerdo con las normas del mercado de compensación.

Tabla 24 - Pagos

Balancing and ancillary services

| Product | | Availability payments ³²⁷ | Utilisation payments | Access |
|-----------------------------------|--------------|---|------------------------------------|---------------|
| Interruptible contracts, Mainland | 5 MW blocks | 127.563 €/MW (2017) (260.000 €/MW maximum) | Balancing market, tertiary reserve | Tender-based |
| | 90 MW blocks | 289.125 €/MW (2017) (350.000 €/MW maximum) | Balancing market, tertiary reserve | Tender-based |
| Interruptible contracts, Islands | | Not available | Not available | Not available |

Penalizaciones

Programa de servicio de interrumpibilidad, para los contratos interrumpibles en España, el nuevo esquema ha definido condiciones más estrictas en caso de incumplimiento de los requisitos del proyecto. Se aplica una penalización de hasta el 120% del precio de disponibilidad para la primera falla, y la exclusión de la oferta se aplica para una segunda falla.

En Canarias y Baleares, las condiciones anteriores siguen vigentes, con una penalización de hasta el 100% del precio de disponibilidad, incluso en caso de dos fallas en el mismo año.

5.8. Resultados Generales

El Mapa de Respuesta de la Demanda de SEDC proporciona una visión general del marco regulatorio actual para la Respuesta de la Demanda en 18 países examinados. La investigación muestra que ha habido un aumento general del interés en habilitar la Respuesta de la Demanda en casi todos los países examinados. Desde la edición anterior del informe, los cambios regulatorios se han implementado o están planeados en muchos de los países analizados. Cabe destacar que incluso en los países donde la Respuesta a la Demanda ha sido tradicionalmente casi inexistente, como Estonia, España, Italia, ha habido al menos cierto interés regulatorio en explorar su potencial.

El análisis de los Estados miembros revisó los mercados de acuerdo con los criterios descritos en la Metodología. Estos son:

- 1) Acceso del Demand Response a los mercados
- 2) Acceso a los proveedores de servicios

- 3) Requisitos del producto
- 4) Medición y verificación, pagos y penalizaciones.

El siguiente mapa indica la categorización general de los diferentes Estados miembros. Es importante tener en cuenta que los marcos se clasifican entre sí, incluso para los países marcados como verdes, aún son posibles y necesarias nuevas mejoras.

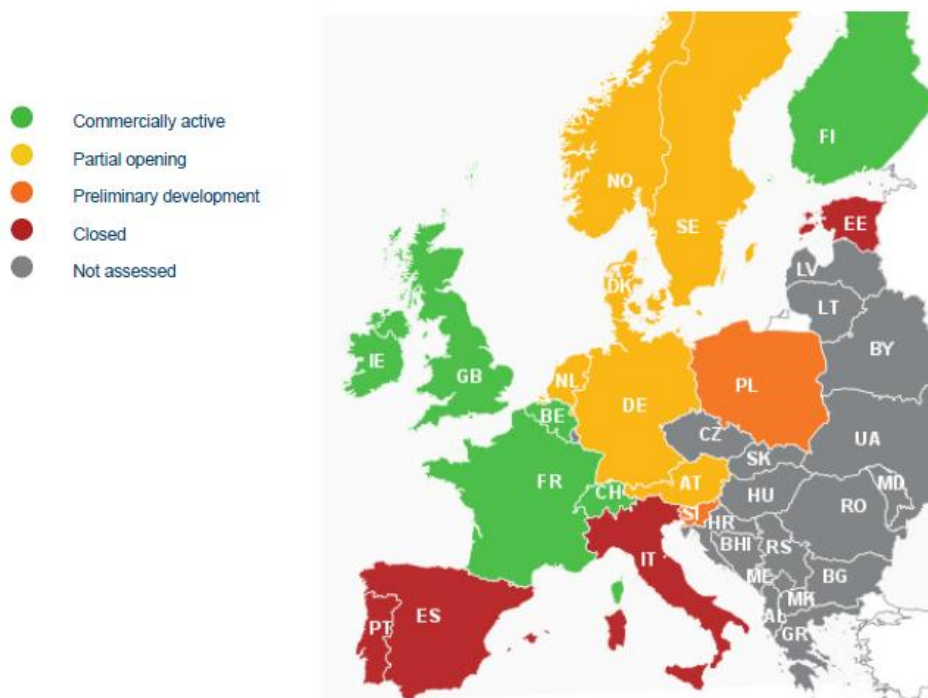


Figura 51 - Situación actual de Demand Response en Europa

Los países europeos que actualmente proporcionan el marco más propicio para el desarrollo del Demand Response son Suiza, Francia, Bélgica, Finlandia, Gran Bretaña e Irlanda. Sin embargo, todavía hay problemas de diseño de mercado y normativos que existen en estos países con buen desempeño. Suiza y Francia cuentan con marcos detallados para la agregación independiente, incluidas las funciones y responsabilidades estandarizadas de los participantes en el mercado. En Francia, el Conseil d'Etat está revisando actualmente un nuevo decreto relacionado con los pagos a los minoristas, que proporcionará mayor claridad sobre la relación entre agregadores independientes y minoristas / proveedores. Sin embargo, los problemas persisten en torno a una metodología de línea de base estandarizada.

Próximamente se implementará en Bélgica una nueva legislación que abordará el papel del agregador y la agregación independiente, lo que ayudará a proporcionar una base igual para todos los actores del mercado; Un fuerte signo para la aceptación de la Respuesta de la Demanda. Sin embargo, todavía hay algunos problemas con respecto a la medición y la verificación que inhiben el crecimiento de la Respuesta de Demanda. En Irlanda, el nuevo programa "Mercado Único Integrado de Electricidad" y DS3 (programa para obtener más sostenibilidad), que se ha implementado en 2018, abrirá una gama de mercados para la respuesta del lado de la demanda, específicamente el mercado de equilibrio y el mercado mayorista, así como un Mecanismo de Capacidad de nuevo diseño.

Gran Bretaña sigue teniendo una gama de mercados abiertos a la participación del lado de la demanda, como la mayoría de los servicios auxiliares. Recientemente ha comenzado a considerar la creación de un marco para el acceso de agregadores independientes al Mecanismo de Equilibrio. Sin embargo, con los procedimientos de medición y verificación relativamente onerosos implementados para la Respuesta a la Demanda, todavía tiene espacio para mejorar.

Finlandia destaca entre los países nórdicos, ya que permite la agregación independiente en, al menos, uno de

los programas en los servicios auxiliares, y cuenta con disposiciones avanzadas para la medición y la verificación. A finales de este año también lanzará proyectos piloto que buscan una agregación independiente en otras partes del mercado de balanceo.

Austria, Dinamarca, Alemania, Países Bajos, Noruega y Suecia están marcados en amarillo, ya que las barreras reglamentarias siguen siendo un problema y obstaculizan el crecimiento del mercado. Si bien, en principio, varios mercados en estos países están abiertos a la respuesta a la demanda, los requisitos del programa continúan existiendo y no se ajustan para permitir la participación del lado de la demanda. Además, sigue habiendo una falta de claridad en torno a los roles y responsabilidades de los diferentes actores y su capacidad para participar en los mercados. Sin embargo, Alemania y los países nórdicos han iniciado procesos para encontrar una solución estándar para el papel de la agregación independiente, y Austria recientemente terminó de discutir el papel de la agregación independiente, lo que resultó en un contrato modelo no vinculante. Una de las diferencias notables en el mapeo de este año fue que Alemania pasó de estado naranja en 2015 a amarillo en 2017. Esto se debe principalmente al hecho de que las definiciones de los productos se actualizaron y se espera una mejora en el acceso al mercado para nuevos actores en el futuro cercano.

Eslovenia, Italia y Polonia son de color naranja. En Eslovenia y Polonia, no se han realizado grandes cambios regulatorios en los últimos años que habrían permitido una mayor participación en la Respuesta de la Demanda. Cabe destacar que Italia actualizó su estado de rojo en los mapas anteriores de respuesta a la demanda de SEDC a naranja, ya que poco a poco comenzó a tomar las medidas reglamentarias necesarias para un marco sólido para la respuesta a la demanda. Sin embargo, a pesar de la apertura gradual de los mercados, las barreras significativas aún dificultan la participación del cliente. Por ejemplo, las principales secciones del mercado aún están cerradas y carecen de un marco regulatorio viable para la respuesta de la demanda en general.

España, Portugal y Estonia tienen un color rojo porque la flexibilidad agregada de la demanda no se acepta como un recurso en ninguno de los mercados o aún no es viable debido a la regulación. Aquí vemos una desconexión crítica entre las promesas políticas y la realidad regulatoria. Estonia puede ser un país importante en el futuro.

La siguiente tabla proporciona una visión general del análisis de los Estados miembros.

Tabla 25 – Análisis de los Estados miembro

| 2017 | | | | | |
|---------------|-----------------------------------|-------------------------|----------------------|--|---------|
| | Demand Response Access to Markets | Service Provider Access | Product Requirements | Measurement and Verification, Payments and Penalties | Overall |
| Austria | 3 | 1 | 5 | 3 | 12 |
| Belgium | 3 | 3 | 5 | 3 | 14 |
| Denmark | 3 | 1 | 3 | 3 | 10 |
| Estonia | 1 | 0 | 1 | 0 | 2 |
| Finland | 5 | 1 | 3 | 5 | 14 |
| France | 5 | 5 | 5 | 3 | 18 |
| Germany | 3 | 1 | 3 | 3 | 10 |
| Great Britain | 5 | 3 | 3 | 3 | 14 |
| Ireland | 5 | 5 | 3 | 1 | 14 |
| Italy | 1 | 0 | 1 | 1 | 3 |
| Netherlands | 3 | 1 | 3 | 3 | 10 |
| Norway | 3 | 1 | 3 | 3 | 10 |
| Poland | 1 | 1 | 1 | 1 | 4 |
| Portugal | 0 | 0 | 1 | 0 | 1 |
| Slovenia | 1 | 1 | 0 | 3 | 5 |
| Spain | 0 | 0 | 1 | 0 | 1 |
| Sweden | 3 | 1 | 3 | 3 | 10 |
| Switzerland | 3 | 5 | 3 | 5 | 16 |
| Overall | 48 | 30 | 47 | 43 | 168 |
| Max score | 90 | 90 | 90 | 90 | 360 |

Para facilitar la comparación y aclarar la diferenciación entre los Estados miembros, los cuatro mapas a continuación describen los resultados por criterios.

5.8.1. Acceso del Demand Response a los mercados

En varios mercados nacionales, el Demand Response no se acepta como un recurso en los mercados de ajustes/servicios complementarios, de capacidad o diarios, o solo se limita a un par de áreas específicas dentro de los servicios auxiliares.

Además, en la mayoría de los países, la única forma de participación de la Respuesta a la Demanda o la generación descentralizada en los mercados, es venderse directamente a través del comercializador/sujeto del mercado.

Demanda aceptada como recurso

En general, se ha logrado un progreso significativo en los últimos años en términos de apertura de los mercados a los recursos del lado de la demanda en ciertos Estados miembros. Estos incluyen Bélgica, Francia, Finlandia e Irlanda, aunque la mayoría de los Estados miembros continúan teniendo ciertos mercados donde no se aceptan los recursos del lado de la demanda.

Sin embargo, Finlandia ha comenzado recientemente a explorar el potencial de Demand Response en múltiples programas en el mercado de ajuste.

Eslovenia ha abierto más de un programa en los mercados de ajuste para los recursos agregados del lado de la demanda.

España también abrió recientemente uno de sus mercados de ajuste a los recursos energéticos descentralizados y renovables.

Italia debe abrir todos sus mercados a los recursos agregados de la demanda en un futuro próximo, después de la reciente aprobación de la legislación dirigida a la reforma del mercado.

En muchos países, la Respuesta a la Demanda puede no tener acceso a los mercados más valiosos en igualdad de condiciones

En Polonia, la participación en Demand Response se ha limitado al programa Emergency Response. Sin embargo, debido a la poca participación de los requisitos del programa, la participación disminuyó drásticamente y, para 2016, no hubo participantes. En la licitación para el verano de 2017 hubo dos nuevos programas de Demand Response de emergencia: uno con pagos de disponibilidad y utilización y una obligación de ofertar, y el otro con solo pagos de utilización y más flexibilidad en términos de ofertas y disponibilidad.

En España, la participación en diferentes mercados sigue siendo casi inexistente. De hecho, la actividad de Respuesta de la Demanda está restringida a consumidores industriales en contratos interrumpibles.

Ha habido desarrollos clave en el surgimiento de Mecanismos de Capacidad. Italia, Polonia, Francia y Alemania han acordado recientemente o están finalizando los términos y condiciones de los Mecanismos de Capacidad que permiten que la flexibilidad de la demanda compita con la generación.

Las normas preliminares de Reserva de Capacidad de Alemania son tales que, en la práctica, el mercado está cerrado para Respuesta de la Demanda, no se permite la agregación y el tamaño mínimo de la oferta es de 10 MW. En Gran Bretaña, las reglas del Mecanismo de Capacidad también favorecen en gran medida la generación en la práctica.

En los países nórdicos, el uso efectivo de las Reservas Estratégicas ha sido mucho más prominente, con menos problemas relacionados con la participación de la Respuesta de la Demanda agregada en países como Finlandia, Suecia y Noruega. Dinamarca, por otro lado, no tiene capacidad de mercado ni Reserva Estratégica.

Tabla 26 – Acceso del Demand Response a los mercados

| Acceso del Demand Response a los mercados | |
|---|---|
| 5 | La carga agregada es aceptada en un rango de mercados. |
| 3 | La carga agregada se limita a una serie de mercados. |
| 1 | La carga agregada es aceptada solo en uno o dos programas. |
| 0 | La carga agregada no se acepta como un recurso en ningún mercado. |



Figura 52 - Acceso del Demand Response a los mercados

5.8.2. Acceso al proveedor de servicios.

El acceso al consumidor todavía parece ser una de las áreas más problemáticas en los países examinados. Esto contradice directamente la legislación vigente de la UE y, en particular, la Directiva sobre electricidad, el artículo 17.3a. La propuesta legislativa de la Comisión Europea para la revisión de la Directiva de Electricidad debería superar este problema, declarando que "los Estados miembros garantizarán que su marco regulatorio fomente la participación de los agregadores en el mercado minorista y que contenga al menos los siguientes elementos: (a) el derecho de cada agregador a ingresar al mercado sin el consentimiento de otros participantes del mercado ...".

Hoy en día, el principal obstáculo sigue siendo la aclaración sobre los roles y responsabilidades de los nuevos actores del mercado y su capacidad para participar en todos los mercados.

En la mayoría de los países europeos, las reglas del mercado no proporcionan detalles específicos sobre cómo los agregadores independientes de Respuesta de la Demanda deben interactuar con los consumidores, ni tampoco hacen que sea viable para ellos acceder al mercado. Pueden permitir que estos nuevos proveedores de servicios participen en los mercados, pero carecen de competencia leal.

En estos Estados miembros, los agregadores independientes deben negociar de manera bilateral con comercializadoras/sujetos del mercado para vender la flexibilidad de los consumidores en los mercados. Este

es un gran desincentivo para que los nuevos actores del mercado intenten ingresar al mercado, ya que las reglas crean una barrera de entrada y hacen que los comercializadoras/sujetos del mercado sean esencialmente los únicos actores que brindan servicios de agregación. La falta de un marco, además de las funciones y responsabilidades no definidas, aumenta el riesgo para todas las partes y permite el abuso de los derechos del consumidor (incluidos los acuerdos contractuales y la estabilidad de precios).

Cuando los roles y las responsabilidades no permiten el acceso claro y directo de los consumidores a los proveedores de servicios de agregación, se obstaculiza la libre competencia en el mercado en torno a los servicios de Respuesta de la Demanda. Los países que han introducido marcos detallados para los agregadores independientes de Respuesta de la Demanda continúan siendo Francia y Suiza, donde también existen normas para garantizar que los sujetos del mercado no sean penalizados por un evento de Respuesta de la Demanda. Bélgica y Alemania están estableciendo sus propios marcos respectivos que establecerán reglas claras entre el agregador y las comercializadoras/sujetos de mercado.

Además, los países nórdicos debatirán sobre el futuro del marco y pronto anunciarán los resultados de las discusiones con los interesados.

Austria también terminó recientemente de discutir el papel del agregador independiente en las reuniones con las partes interesadas, lo que resultó en un contrato modelo no vinculante, que es un paso importante en la dirección correcta.

El sistema de Irlanda, mediante el uso de un modelo centralizado, no tiene BRP y hace que el TSO sea el único responsable de los desequilibrios, por lo que se evita todo el problema.

En Gran Bretaña, el modelo permite a los agregadores independientes acceder directamente a los consumidores para la mayoría de los servicios auxiliares (complementarios) y productos de capacidad, pero no pueden utilizar la energía para fines del mercado mayorista o para participar en el Mecanismo de Equilibrio. (Restricciones técnica)

Tabla 27 - Acceso al proveedor de servicios

| Acceso al proveedor de servicios | |
|----------------------------------|--|
| 5 | Existen acuerdos estandarizados entre las partes involucradas para todos los mercados: los agregadores no dependen del consentimiento previo del minorista / BRP |
| 3 | Los terceros independientes pueden acceder a algunas partes del mercado sin el consentimiento del minorista / BRP |
| 1 | La falta de acuerdos estandarizados entre las partes involucradas y los agregadores debe contratar al minorista / BRP para acceder al mercado. |
| 0 | No existe un acuerdo estandarizado entre las partes involucradas y la agregación es ilegal |

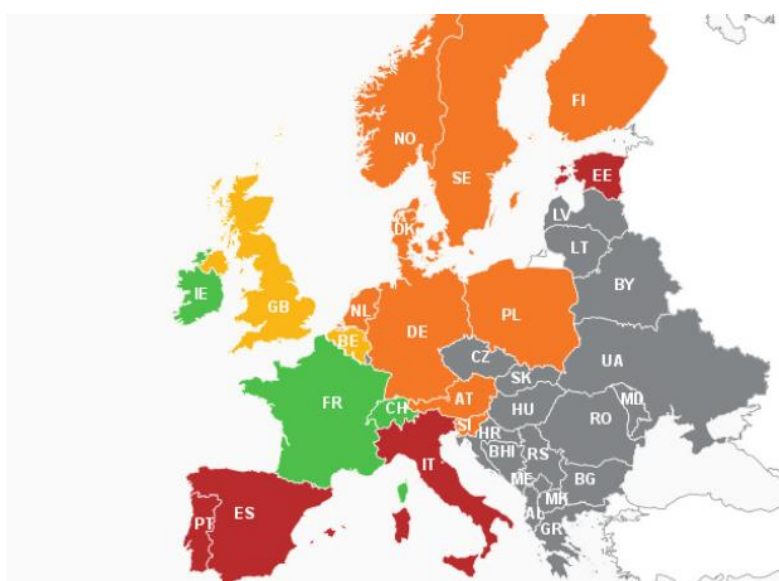


Figura 53 - Acceso al proveedor de servicios

5.8.3. Requisitos del producto

Si bien varios Estados miembros han comenzado a revisar la regulación en términos de acceso general al mercado para Demand Response, pocos han empezado a abordar el problema de los requisitos del producto.

Las limitaciones de los requisitos de productos continúan bloqueando los recursos del lado de la demanda de bajo costo e inflan artificialmente el costo del equilibrio en varios países.

Si bien los recursos del lado de la demanda son más flexibles y pueden reaccionar más rápido que la mayoría de los generadores, los tamaños mínimos de ofertas (más de 5 MW), las duraciones largas de eventos, la alta frecuencia de eventos y los cortos períodos de descanso entre eventos impiden una mayor participación del consumidor. Por ejemplo, aunque los consumidores pueden participar rápidamente y proporcionar un recurso seguro, tienen dificultades para proporcionar disponibilidad las 24 horas del día, los 7 días de la semana.

En el lado positivo, Alemania ha progresado y, recientemente, el regulador incluyó en su documento de consulta la consideración de acortar los bloques de tiempo para la capacidad de reserva secundaria a 4 bloques. El resultado de la consulta, sin embargo, aún se desconoce. En Gran Bretaña, los desarrollos recientes han eliminado las barreras desde 2015. Un cambio importante ha sido el punto de entrada para que el mercado de respuesta de frecuencia en los servicios auxiliares se reduzca a 1 MW desde 10 MW en abril de 2017. En Bélgica, cambios importantes en los mercados de ajustes ha hecho que la Respuesta de la Demanda sea bastante competitiva, específicamente en la reserva primaria con cuatro tipos diferentes de productos, con tamaños de oferta mínima de 1 MW.

El diálogo y la estrecha cooperación con los proveedores de Demand Response, como agregadores, comercializadoras y grandes consumidores, han demostrado ser un elemento crítico para hacer avanzar los mercados, por ejemplo, en Alemania, Austria y Bélgica.

Tabla 28 – Requisitos del producto

| Requisitos del producto | |
|-------------------------|--|
| 5 | Los requisitos del programa permiten que una variedad de recursos (oferta y demanda) participen en múltiples mercados |
| 3 | Sigue habiendo barreras menores para la participación del lado de la demanda en el mercado, sin embargo, la participación todavía es posible |
| 1 | Siguen existiendo importantes barreras, lo que crea importantes problemas de competencia para la participación de recursos del lado de la demanda. |
| 0 | Los requisitos del programa bloquean la participación del lado de la demanda. |



Figura 54 – Requisitos del producto

5.8.4. Medición, verificación, pagos y penalizaciones.

La regulación relativa a las metodologías de medición y línea de base sigue avanzando en los países analizados. Ha habido cierto impulso hacia el establecimiento de reglas de precalificación estandarizadas y metodologías de referencia. Sin embargo, siguen existiendo problemas como la transparencia, las metodologías de línea de base y, en algunos escenarios, no existen requisitos sobre cómo se mide la reducción del consumo de energía. Estos son los principales obstáculos para la aceptación de la respuesta a la demanda y para los nuevos actores del mercado que acceden a los mercados. En Noruega, Austria, Alemania e Irlanda el individuo

Las unidades de cada grupo de cargas deben cumplir con todos los requisitos técnicos y de precalificación. Esto significa que los agregadores no pueden proteger a los consumidores de los requisitos técnicos ni de los requisitos de precalificación y los consumidores siguen siendo tratados, erróneamente, igual que las grandes unidades de generación. Polonia recientemente ha cambiado las medidas de precalificación y ahora un grupo de cargas se puede calificar como un agregado, sin embargo, los altos requisitos en términos de precisión de medición y planificación aún hacen que la participación sea un desafío.

Las problemática de las técnicas de medición actúan como desincentivos para los nuevos participantes en el mercado.

En Dinamarca y Noruega, el TSO requiere una medición en tiempo real para participar en ciertos programas. Un costo tan alto de participación es una barrera importante, especialmente cuando se agregan muchas cargas relativamente pequeñas dentro del sector comercial. Dinamarca actualmente está llevando a cabo un proyecto piloto que está probando un nuevo marco para la agregación, que abarca la medición en línea, la línea de base y la verificación. En Noruega, el Mercado de Energía Regulado todavía se basa en gran medida en llamadas manuales (a través de teléfonos).

En Bélgica, el DSO puede bloquear e incluso rechazar el acceso de los consumidores al Demand Response, sin asumir la responsabilidad de los costos incurridos por el consumidor, el agregador y el TSO. Además, no proporciona información transparente de medición y cálculo de riesgo para justificar su decisión. Este poder proporcionado al DSO sin transparencia es una barrera importante para la respuesta de la demanda.

En Francia y Gran Bretaña, la carga agrupada puede cumplir los requisitos como un agregado, lo que es un habilitador crítico de la Respuesta de Demanda. Sin embargo, todavía hay problemas con la precalificación en Francia, como las posibilidades limitadas para la agregación y los requisitos excesivamente específicos sobre los tipos de reservas. En Gran Bretaña, el Mecanismo de Capacidad tiene una provisión obligatoria de una cobertura de crédito para la Respuesta de la Demanda. Las unidades de Respuesta de la Demanda en el Mecanismo de Capacidad también deben completar una evaluación de medición antes del año de entrega, así como una prueba de medición si es necesario, seguida de una Prueba de Respuesta de Demanda antes del año de entrega y tres "días de desempeño satisfactorio" durante el año de entrega. Esto es en general un régimen de pruebas muy caro.

En Alemania, cada uno de los cuatro TSO puede establecer sus propios criterios para una metodología de referencia o no tener criterios publicados públicamente. Esta es una barrera importante para el mercado, ya que los ajustes de consumo de un consumidor pueden medirse según diferentes estándares según el TSO. Desde el último análisis de Demand Response por SEDC en 2015, Dinamarca, Suecia e Irlanda no han realizado ningún cambio en la creación de una metodología de referencia pública y estandarizada.

Sanciones

Las penalizaciones por incumplimiento son generalmente aceptables, pero el pago justo y adecuado por Demand Response es más problemático.

Los pagos de disponibilidad en la mayoría de los casos son accesibles tanto para la generación como para la demanda.

Los pagos de disponibilidad son esenciales para asegurar la inversión en el desarrollo de recursos. La mayoría de los mercados proporcionan estos pagos tanto a la generación como a la demanda (asumiendo que el mercado está abierto a la demanda).

Las sanciones parecen ser generalmente proporcionales en general.

En la mayoría de los casos, las sanciones parecen ser proporcionadas. Se pueden imponer multas severas en el mercado donde están justificadas por el riesgo para el sistema (por ejemplo, en control primario). Sin embargo, también desempeñan un papel importante ya sea alentando o impidiendo la participación de los actores del mercado. En Eslovenia, se requieren importantes garantías bancarias de los proveedores de servicios Demand Response, lo que limita gravemente la participación. También hay altas penalizaciones por no disponibilidad: por ejemplo, la penalización por no entrega de energía es de 4,000 € / MWh, y como tal, muchos postores potenciales eligen no participar.

Tabla 29 – Medición, verificación, pagos y penalizaciones

| Medición y verificación, pagos y penalizaciones. | |
|--|--|
| 5 | Los requisitos están bien definidos, estandarizados, son proporcionales a las capacidades del cliente, se tratan en el nivel agregado, y el pago es justo y las sanciones son razonables |
| 3 | Los requisitos están en desarrollo, pero no actúan como una barrera significativa; El pago es adecuado, pero desigual por MW entre la oferta y la demanda; Las estructuras de penalización crean problemas de riesgo para los proveedores de servicios, pero aún es posible la participación |
| 1 | Los requisitos actúan como una barrera importante para la participación del consumidor; Las estructuras de pago parecen inadecuadas, el pago desigual por MW entre la oferta y la demanda, las estructuras de penalización crean problemas de alto riesgo |
| 0 | No hay reglas de medición y verificación para la participación en la Respuesta de la Demanda; Estructura de pago inadecuada y no transparente; Las estructuras de penalización actúan como una barrera crítica. |

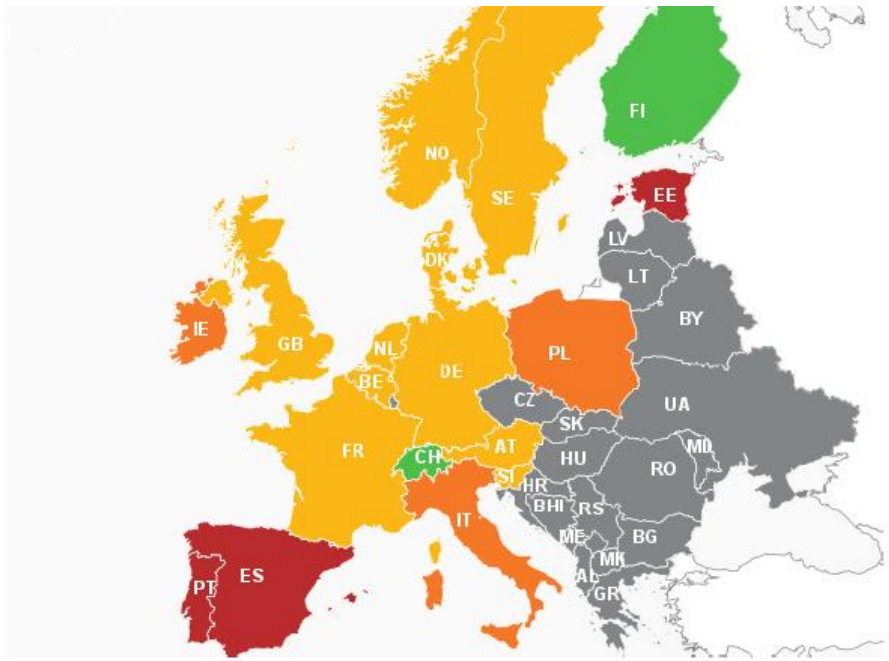


Figura 55 - Medición, verificación, pagos y penalizaciones

5.9. Conclusiones

Como resultado del análisis superficial de la situación del Demand Response en algunos países de la unión europea y basándonos en los estudios en profundidad sobre este tema, realizados por la *Smart Energy Demand Coalition* y por el centro común de investigación de la unión europea, más conocido como *JRC (Joint Research Centre)*. Podemos concluir 5 tendencias generales:

1. El marco regulatorio en Europa para Respuesta de la Demanda está progresando, pero se necesitan más mejoras regulatorias.

Si bien el mercado de respuesta a la demanda de la UE está más avanzado que hace un par de años, y ya no está en su fase inicial de desarrollo, todavía está fragmentado. La cooperación entre los Estados miembros se puede ver dentro de diferentes regiones en términos de comercio transfronterizo en los mercados mayoristas y de equilibrio, lo que es una señal positiva. Sin embargo, se necesita hacer más trabajo para acelerar la promoción de la respuesta a la demanda en todos los Estados miembros. Todavía hay barreras importantes (es decir, sanciones, requisitos de productos, acceso de los consumidores, etc.) que deben abordarse para que la UE alcance el mercado interno de energía armonizado previsto.

2. El acceso restringido del consumidor a los proveedores de servicios de Demand Response sigue siendo una barrera para el funcionamiento efectivo del mercado.

La competencia de los proveedores de servicios es esencial para crear la dinámica de mercado necesaria para acceder a todo el potencial de respuesta a la demanda. Sin embargo, los marcos regulatorios en la mayoría de los estados miembros de la UE aún no reconocen el papel de los agregadores independientes de Respuesta a la Demanda, o requieren que los agregadores concluyan contratos bilaterales con un sujeto de mercado del mercado/comercializador del cliente, cuyo negocio a menudo compite, para vender la flexibilidad de un consumidor. Francia y Suiza siguen siendo los únicos países que actualmente tienen un marco claro sobre el estado de los agregadores independientes y su función y responsabilidades en el mercado, mientras que Gran Bretaña, Irlanda y Finlandia permiten el acceso de los agregadores al menos a algunos mercados y productos. Se puede identificar el progreso en Bélgica y Alemania, donde se está desarrollando la definición de marcos, y también se han iniciado discusiones en Austria y los países nórdicos.

3. Se ha logrado un progreso significativo en la apertura de los mercados de ajuste a los recursos de la demanda.

La mayoría de los países han logrado avances relativamente buenos en el acceso a los recursos del lado de la demanda para equilibrar los mercados. Ha habido una cooperación positiva entre las partes interesadas (nuevos participantes en el mercado, reguladores, TSO y comercializadoras). En algunos países, se han abierto programas de equilibrio de mercado para proyectos piloto, mientras que en otros, la reforma general del diseño del mercado abrirá todo el mercado a los recursos del lado de la demanda. La discusión sobre cómo mejorar la definición de metodologías de línea de base, medición y verificación también ha tenido lugar en ciertos países.

4. El mercado mayorista debe abrirse aún más a los recursos del lado de la demanda.

El problema del acceso de los agregadores independientes al mercado mayorista prevalece en la mayoría de los Estados miembros. En la mayoría de los casos, el marco permite que solo los Sujetos de mercado (participantes en el mercado mayorista) o comercializadoras agreguen y vendan flexibilidad en el mercado mayorista, o, en el mejor de los casos, en plantas de energía virtual y grandes consumidores para vender su electricidad directamente en el mercado. Esto, junto con una mayor apertura del mercado de equilibrio y los servicios auxiliares, debe abordarse para permitir una mayor competencia entre los actores del mercado en el mercado de la electricidad.

5. Los servicios de sistemas locales todavía no son comercializables en los países europeos.

Con la excepción de Gran Bretaña, las estructuras de incentivos para los operadores de sistemas de distribución en Europa aún no fomentan el uso de recursos de flexibilidad basados en el mercado. A pesar de algunos proyectos piloto, no se han implementado estructuras de mercado efectivas para que los DSO puedan obtener flexibilidad, incluso de Demand Response, para operaciones optimizadas del sistema local en cualquiera de los países analizados.

Para permitir el uso rentable de Demand Response en toda Europa, el marco regulatorio europeo y la legislación nacional de los Estados miembros deben garantizar que la regulación sea lo mejor para los consumidores y otros actores del mercado, y asegurarse de que sea adecuada para los mercados eléctricos modernos. Mantener los marcos antiguos en su lugar crea distorsiones y retrasa el progreso. Ahora más que nunca, es imperativo que los Estados miembros cumplan sus promesas de desregular sus mercados de electricidad, específicamente para permitir los servicios al consumidor a través de la competencia del mercado.

La revisión propuesta por la Comisión Europea de la Directiva y Reglamento de Electricidad Europea, lanzada como parte del Paquete de Energía Limpia en noviembre de 2016, podría proporcionar un paso importante para permitir un mercado competitivo, incluida la plena participación de Demand Response, en toda Europa.

El pleno potencial del mercado interior de la energía en Europa solo se materializará si los consumidores (hogares, empresas y la industria) están facultados para participar en la transición energética de la Unión Europea. Este objetivo central del diseño del mercado conducirá a un sistema de energía más eficiente, rentable y sostenible, con el consumidor en su corazón.

6 APROXIMACIÓN AL DR Y SU IMPLEMENTACIÓN

En la actualidad la única forma de respuesta del lado de la demanda en España es el servicio de interrumpibilidad. Esto es un servicio que prestan voluntariamente las industrias de gran consumo mediante el cual acceden mediante un sistema de subastas competitivas a un incentivo económico a cambio de reducir su demanda de energía en una cantidad previamente contratada ante una orden de reducción de potencia por parte del operador del sistema. El incentivo para las industrias está entre 100.000 y 250.000 € por cada MW ofertado en función de la potencia total que sea capaz de ofertar. La aplicación de la interrumpibilidad puede realizarse por criterios técnicos, un desequilibrio de la demanda y la oferta, o bien por criterios económicos, si la aplicación de los servicios de ajuste resulta más costosa que la interrumpibilidad.

REE, el operador del sistema, antes de tener que pedir a las centrales aplicar un mecanismo de potencia terciaria -potencia adicional a la que a veces hay que recurrir para asegurar la cobertura de la demanda-, si es más barata la energía proveniente del mecanismo de interrumpibilidad se aplicará automáticamente

Pero ¿cómo se sabrá que es más barata la interrumpibilidad que las centrales eléctricas? Ese criterio económico ya se contempla en la Orden Ministerial IET/2013/2013, de 31 de octubre de 2013, que dice que ‘el operador del sistema gestionará el servicio de interrumpibilidad atendiendo a las necesidades que surjan en la operación del sistema eléctrico, de acuerdo a criterios de seguridad y de menor coste’, con lo que incluye los criterios económicos, es decir, ‘en situaciones en que la aplicación del servicio suponga un menor coste que el de los servicios de ajuste del sistema’.

El pago a las industrias se elevó a 508 millones en 2015; el año 2016 fueron 503 y el año pasado de 525 millones.

Tabla 30. Importe del Servicio de Interrumpibilidad

| Temporada | Tipo producto | Nº bloques asignados | Potencia asignada MW | Precio medio €/MW | Importe Millones de Euros |
|-------------------|---------------|----------------------|----------------------|-------------------|---------------------------|
| 2015 | 90 MW | 9 | 810 | 294.875 | 239 |
| | 5 MW | 442 | 2.210 | 121.725 | 269 |
| | TOTAL | - | 3.020 | 168.166 | 508 |
| 2016 | 90 MW | 8 | 720 | 292.013 | 210 |
| | 5 MW | 434 | 2.170 | 134.808 | 293 |
| | TOTAL | - | 2.890 | 173.973 | 503 |
| 2017 | 90 MW | 10 | 900 | 289.125 | 260 |
| | 5 MW | 415 | 2.075 | 127.536 | 265 |
| | TOTAL | - | 2.975 | 176.420 | 525 |
| 2018 (ene-may) | 90 MW | 8 | 720 | 235.167 | 71 |
| | 5 MW | 376 | 1.880 | 108.245 | 85 |
| | TOTAL | - | 2.600 | 143.393 | 155 |

‘la ejecución de cada una de las opciones tendrá una duración máxima de una hora, estableciéndose un máximo de dos ejecuciones consecutivas’ y un cómputo de horas anuales máximo del uso de la interrumpibilidad, que según dice la normativa será de ‘240 horas anuales para el producto 5 MW, con un máximo de cuarenta horas mensuales’ y de ‘360 horas anuales para el producto 90 MW, con un máximo de sesenta horas mensuales’.

6.1. Equipos y sistemas

6.1.1 Introducción

Una de las principales barreras que presentan para implantar en un sistema eléctrico programas de Respuesta de la Demanda efectivos son las tecnológicas. En el mercado existen muchos suministradores de sistemas de control que se basan en distintas tecnologías, todas ellas válidas.

Frecuentemente los sistemas de control existentes se suelen emplear como sistema de control de la instalación de climatización de edificios y como funciones secundarias, o adicionales, se utilizan para operar, de forma remota, otras instalaciones como los circuitos de alumbrado, integrar la instalación de protección contra incendios y de intrusión, monitorizar equipos de bombeo, salas de máquinas, etc

A día de hoy, hay multitud de sistemas de control, equipos de monitorización y sistemas de actuación, y la instalación puede variar dependiendo del tipo de Respuesta de la Demanda que se quiera implementar. A continuación se muestra en la Figura TAL, las tecnologías habilitadoras según un DR basados en incentivos o en el precio:

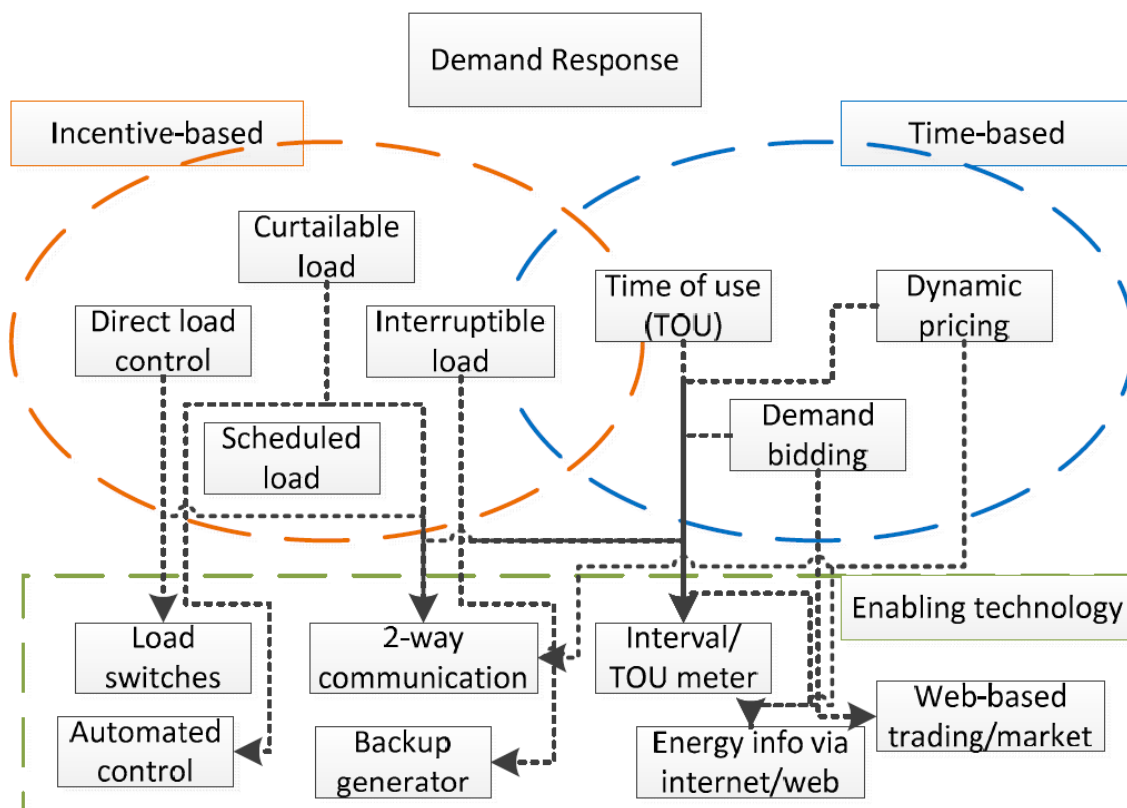


Figura 56 – Categorías y posibilitadores tecnológicos del Demand Response

En los últimos años esta tecnología de comunicación de forma remota se ha optimizado para el sector residencial de forma que surgen los conceptos de *Smartcity* y *smarthouse*, donde el propósito es explotar las ventajas tecnológicas que proporcionan al usuario doméstico de todas las funciones necesarias para el máximo confort de su hogar como la integración ambiental, seguridad, accesibilidad, entretenimiento y comunicaciones.

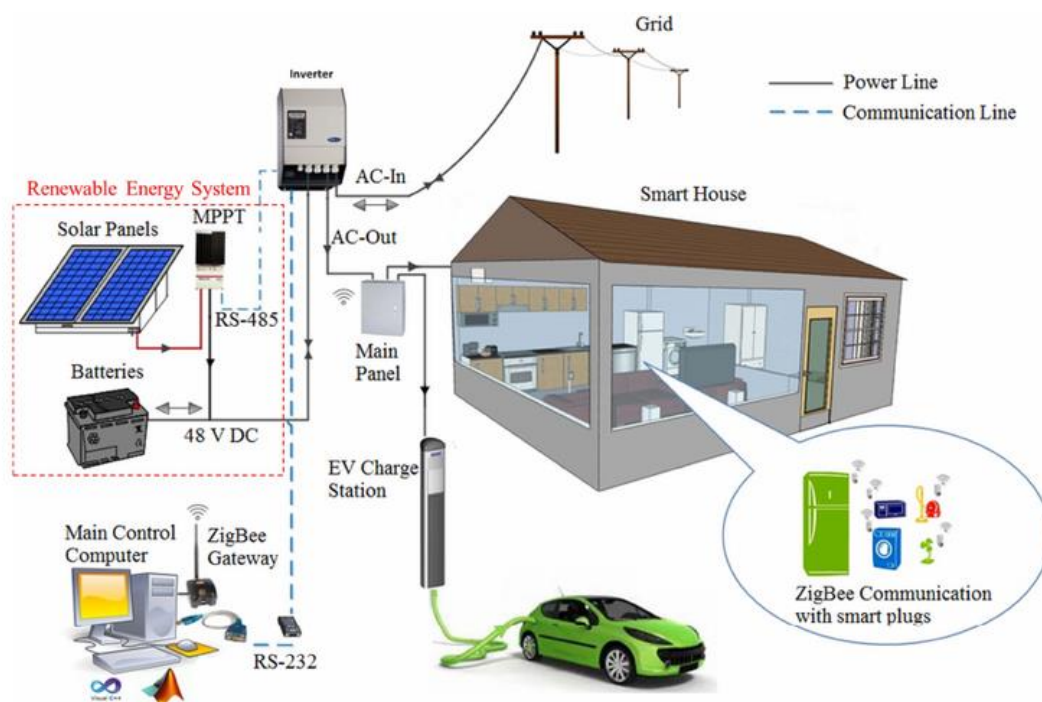


Figura 57 – Esquema tecnología Demand Response en una vivienda

Los agregadores de DR desempeñan un papel fundamental para aprovechar el mercado del consumidor final, al crear controles personalizados y automatizados para las cargas de los consumidores y los dispositivos que permiten el acceso remoto, teniendo en cuenta las preferencias y los patrones de comportamiento. Estos agregadores tienen la capacidad de cerrar la brecha de información y tecnología que enfrentan actualmente las redes eléctricas. Simultáneamente, los agregadores DR pueden proporcionar a los operadores un mecanismo rentable para reducir la necesidad de infraestructura de red y una herramienta para integrar la tecnología de energía renovable.

Los agregadores de DR son participantes emergentes en el mercado de la energía que también facilitan la integración de las tecnologías del lado de la demanda al capitalizar los avances actuales en tecnología de comunicación de la información (TIC) junto con la infraestructura de medición avanzada (AMI) para desarrollar nuevos productos que involucren y alienten a los consumidores finales a participar en los mercados de electricidad. En este contexto, los sistemas de almacenamiento de energía y los vehículos eléctricos también pueden participar en un programa de recuperación ante desastres como una carga flexible o una fuente de energía.

Para poder implementar el mecanismo de DR en un edificio o vivienda es necesario cierto nivel de control sobre las cargas, es decir, dependiendo del tipo de Demand Response y la capacidad de ahorro del edificio, se debe invertir en elementos de control para obtener mayores retornos posibles. A más nivel de control del edificio, más incrementará el coste pero también mayor potencial de ahorro, las medidas más básicas requieren una inversión menor.

Por otro lado, los consumidores finales pueden obtener mejores beneficios de sus sistemas fotovoltaicos solares, con la ayuda de un agregador. Además, los agregadores pueden interactuar con los propietarios de vehículos eléctricos y sistemas de vehículo a red (V2G) con el fin de capitalizar sus capacidades de almacenamiento y energía disponibles, que se pueden clasificar como un agregador DR o un agregador V2G. Los agregadores V2G están solo en la etapa piloto de desarrollo y aún no se han implementado físicamente en el mercado. Estos representan un activo muy útil para el sistema de energía debido a sus salidas de potencia flexibles y capacidades de almacenamiento y, por lo tanto, están configurados para ser actores principales en el futuro.

Por lo general, solo los grandes consumidores finales comerciales e industriales han participado en programas de Demand Response, ya que se considera que son económicamente más viables para permitir Demand Response y tienen escalas más grandes de carga controlable. Los participantes industriales

pueden reducir las cargas como la iluminación, la calefacción, la ventilación y el aire acondicionado (HVAC), pero su potencial para reducir la carga también se caracteriza por sus procesos industriales específicos, que pueden permitir el cierre de algunas operaciones. Los participantes comerciales pueden manipular la iluminación, lavadoras, secadoras, aire acondicionado, sistemas de refrigeración, calentadores de agua y bombas de piscina para cumplir con los requisitos de una señal DR.

Algunos consumidores residenciales han participado en programas de DR a través del uso de control de carga directo en HVAC, calentadores de agua y bombas de piscina..

La participación doméstica ha sido limitada, ya que el costo de DR para los consumidores es más alto, pero también las instalaciones residenciales son lugares de pertenencia personal que pueden dificultar la motivación de la participación si eso implica una alteración de su forma de vida, especialmente si los ahorros en la factura se consideran pequeños para el consumidor final y, por lo tanto, no vale la pena el esfuerzo. Además, en el pasado, los consumidores finales domésticos no han sido equipados con la capacidad de ver los precios dinámicos de la electricidad y, por lo general, han instalado medidores de tarifa plana en sus instalaciones. Esto ha limitado la conciencia del consumidor al hecho de que el precio de la electricidad cambia con el tiempo y, por lo tanto, les ha impedido tomar decisiones informadas sobre la energía; sin embargo, esto está cambiando con el despliegue de medidores inteligentes.

En el caso del almacenamiento de energía, los EV y la tecnología V2G, los agregadores pretenden formar un contrato bilateral con el propietario de la batería / EV, donde el agregador busca controlar de forma remota el vehículo a cambio de proporcionar algún tipo de incentivo al propietario del vehículo. Además, los agregadores a menudo acuerdan reemplazar y mantener la batería como un incentivo adicional para comprometer a los propietarios y mitigar las preocupaciones sociales del desgaste de la batería. La mayoría de las investigaciones concluyen que los agregadores V2G / batería son adecuados para proporcionar servicios auxiliares a los operadores de sistemas con un énfasis particular en el mercado de reservas para proporcionar regulación de frecuencia, y por lo tanto, este será el enfoque principal del mercado para este tipo de agregador.

Para mejorar el rendimiento del compromiso de EV, V2G y el almacenamiento de energía dentro de un agregador, es importante considerar el nivel de comodidad de los usuarios finales junto con otros criterios técnicos y económicos. Por ejemplo, los consumidores deberían poder establecer algunas preferencias en sus cargas y recursos, como los EV y las baterías.

Los consumidores deben poder establecer la prioridad de consumo, la disponibilidad durante un día o una congestión, y la capacidad de retirar la solicitud de DR del agregador en algunas situaciones. Para este objetivo, se requiere que los agregadores establezcan y actualicen el estado de los dispositivos participantes para que cada cliente se asegure de tomar una decisión correcta para cumplir con sus obligaciones mientras mantiene los niveles de comodidad de los clientes.

Además, la implementación de agregadores de DR puede ayudar a aplazar la inversión costosa en el poste y el cable en las redes de distribución, lo que proporciona un gran ahorro para los servicios públicos y los agregadores. Tener en cuenta este ahorro mejorará la tasa de retorno de los proyectos y aumentará las contribuciones de los clientes a los programas de DR.

Por otro lado, los medidores inteligentes son dispositivos que permiten que la información, como las mediciones de consumo de energía de los aparatos, los perfiles de carga, las tarifas de tiempo de uso, los eventos de interrupción, los niveles de voltaje, la pérdida de fase y la asimetría se comuniquen a los consumidores finales de electricidad.

Con este nuevo conocimiento, los consumidores ahora pueden responder a las señales de energía y tomar decisiones de consumo de energía más inteligentes, convirtiéndose así en participantes activos en el mercado de la energía.

Además, muchos gobiernos están apoyando el despliegue a gran escala de medidores inteligentes para alentar la participación activa de los consumidores finales, como resultado de las iniciativas de cambio climático. Aunque esto representa una oportunidad para que los agregadores activen su potencial de respuesta a la demanda, tampoco existe un estándar actual para la comunicación de medidores inteligentes. Esto significa que el protocolo de comunicación de medidores inteligentes puede cambiar de región a región, lo que requiere que los agregadores adapten su tecnología en consecuencia, lo que minimiza su capacidad de capitalizar las economías de escala y alcance.

Por lo tanto, la activación del potencial completo de los residentes requiere que un tercero desarrolle productos personalizados que permitan a los consumidores contribuir al proceso de toma de decisiones sin que la instrucción de reducción de carga sea demasiado difícil de implementar. Es posible que los operadores del sistema no puedan asumir la carga de trabajo adicional del desarrollo de dichos perfiles personalizados para los residentes, ya que requeriría determinar sus patrones de consumo y preferencias individuales para facilitar su participación. Sin embargo, los agregadores de DR pueden facilitar este nivel de integración del consumidor final mediante el desarrollo de productos personalizados que permiten controlar las cargas de forma remota y tener en cuenta las preferencias del consumidor.

Los consumidores finales tienen la capacidad de proporcionar capacidad del sistema mediante el manejo de cargas / generaciones en momentos críticos, como las horas punta o el desplazamiento de ciertas operaciones a los periodos del día en que la electricidad es más barata.

Para reducir el consumo de electricidad de las redes eléctricas para los hogares, uno de los enfoques es la instalación de dispositivos para generar electricidad y calor a partir de los llamados sistemas combinados de calor y energía (CHP) y micro-CHP, que es una escala más pequeña de CHP generalmente con una capacidad inferior a 15 kW . El uso de CHP puede cambiar el requisito de DR. Por ejemplo, toda la parte del exceso de energía generada a partir de recursos renovables puede usarse para generar calor en lugar de exportar y participar dentro de un agregador. La generación de calor ayudará a mitigar la fluctuación de la generación renovable y proporcionará más eficiencia para el calor y la eficiencia energética dentro de los prosumidores.

Además, una amplia gama de implementación de CHP también puede contribuir a moderar los picos de los precios de la electricidad, lo que resulta en un agregador de DR más efectivo para controlar los precios de la electricidad.

Los consumidores deberán firmar un contrato con un agregador de demanda donde se especifique las preferencias de usuario, niveles de confort, responsabilidades y confidencialidad en el uso de datos. En sus viviendas, instalarán un dispositivo Demand Response Unit (DRU) que recogerá la información de una serie de sensores de temperatura, humedad, calidad de aire y luminosidad. Con esta información el dispositivo actuará de forma automática sobre sistemas eléctricos de calefacción, refrigeración, agua caliente e iluminación regulable.

A continuación se muestra lo que es una instalación típica de una vivienda residencial implementada con Demand Response.

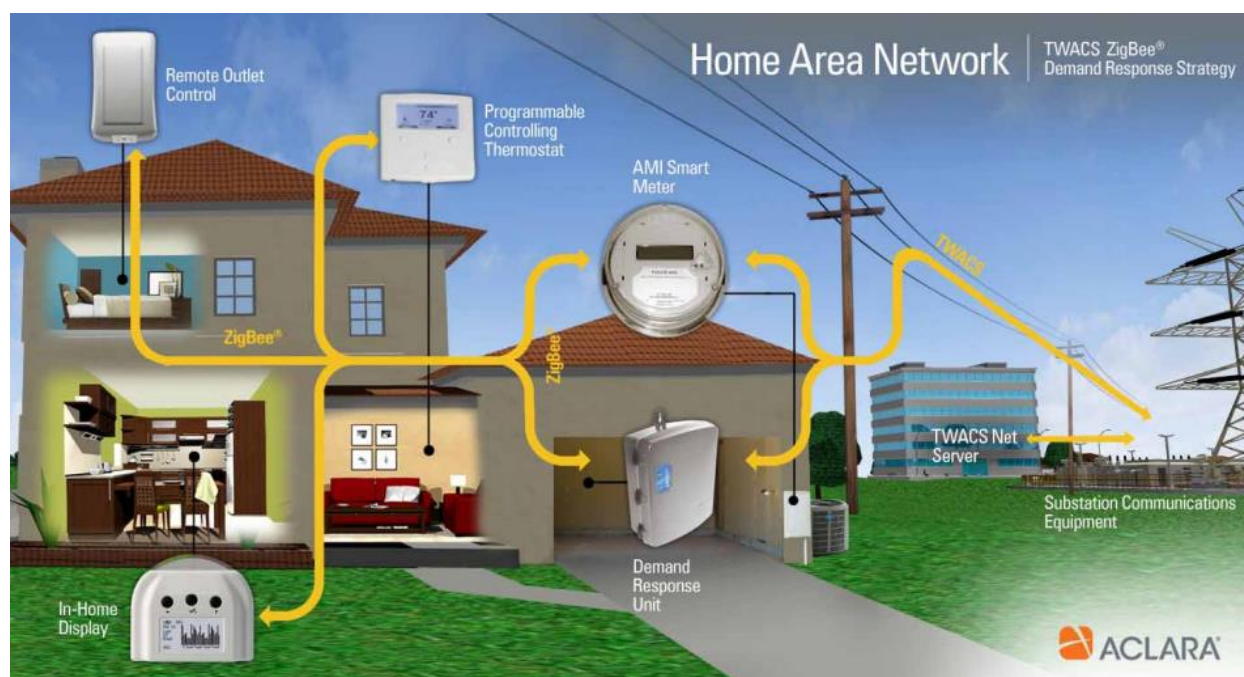


Figura 58 – Equipamiento del Demand Response en un hogar

Las señales de los sensores serán recibidas por el agregador, junto con señales externas del clima, precios de la energía etc. El software de gestión del agregador, será capaz de calcular la energía obtenida a corto plazo por agregación de la flexibilidad de demanda de los consumidores. Así podrán responder con ofertas de energía a las llamadas del operador de red para cada evento, ejecutar las variaciones de demanda a través del DRU de cada usuario, y recibir la remuneración del sistema por el servicio realizado.

Mediante un sistema basado en protocolos de medida y verificación, el agregador calculará la demanda de energía puesta a disposición por cada usuario en cada evento y repartirá la retribución de manera proporcional a la participación.

6.1.2 Grupos de cargas

Las principales cargas típicas utilizadas en el sector doméstico son los aparatos de frío (frigoríficos, congeladores), lavadoras de ropa, lavavajillas, iluminación, sistemas de calefacción de aire y calentadores de agua eléctricos. Otras cargas, tales como equipos de oficina y entretenimiento, secadoras de ropa, sistemas de enfriamiento de aire y acondicionadores de aire también desempeñan un papel importante en el consumo doméstico de electricidad. Las cargas de estos teléfonos móviles, reproductores de música y cargadores de cámaras no se consideran aquí ya que, aunque son ampliamente utilizados en este sector, su consumo es bajo. Tampoco se consideran las cargas como hornos, microondas, aspiradoras, ya que, aunque el consumo es alto, no es aceptable interferir con su uso ni interrumpirlos ni cambiarlos a otro período del día.

Hay tres grupos de cargas que tienen un consumo anual considerable: frigoríficos, congeladores y sistemas eléctricos de calefacción de aire [78]. Los equipos de iluminación y entretenimiento también representan un consumo importante de electricidad, pero su uso está fuertemente vinculado a las necesidades de los usuarios finales que, en general, deben satisfacerse cuando sea necesario. Este tipo de información es esencial al definir qué cargas deben gestionarse y qué cargas no pueden controlarse.

Una parte importante de la demanda diaria se puede controlar de alguna manera de acuerdo con algunas restricciones: restricciones técnicas, preferencias de los usuarios finales y requisitos con respecto a la calidad del servicio de energía proporcionado.

Analizando el cronograma típico para usar cada aparato y las características de los ciclos de trabajo:

- si el ciclo de trabajo puede ser retrasado o pospuesto,
- Si es posible interrumpirlo,
- si es controlado termostáticamente,

Es posible identificar aquellas cargas adecuadas para acciones de respuesta a la demanda automatizadas [78] y aquellas que no pueden ser el objetivo de ningún tipo de acciones. De acuerdo con estos criterios, se pueden identificar ocho tipos de cargas como adecuadas para la gestión, sin embargo es necesario adaptar las acciones de respuesta a la demanda para cada carga individual.

En esta sección, la categorización [78] se enfoca en las cargas domésticas y se realiza según las restricciones técnicas de las cargas y la flexibilidad de los usuarios finales para permitir que estas cargas se controlen automáticamente (y, por lo tanto, el objetivo de las acciones de respuesta a la demanda automatizadas). Las cargas fueron divididas en 4 categorías:

- cargas incontrolables: cargas que no pueden ser el objetivo de ningún tipo de acciones de respuesta a la demanda automatizadas;
- Cargas reparameterizables: cargas controladas termostáticamente que pueden reajustar los parámetros de temperatura;

- cargas interrumpibles: cargas que se pueden interrumpir durante un período corto y en un punto determinado de su ciclo de trabajo;
- cargas desplazables: cargas que se pueden usar en otro período del día y, por lo tanto, pueden tener el ciclo de trabajo previsto o pospuesto.

Tabla 31 – Clasificación de cargas

| Carga Domesticas | Cargas incontrolables | Cargas reparametizables | Cargas interrumpibles | Cargas desplazables |
|---------------------------------|-----------------------|-------------------------|-----------------------|---------------------|
| Secadoras de ropa | | | | |
| Lavadoras de ropa | | | | |
| Lavavajillas | | | | |
| Calentadores eléctricos de agua | | | | |
| Calefacción | | | | |
| Aire acondicionado | | | | |
| Frigoríficos | | | | |
| Congeladores | | | | |
| Iluminación | | | | |
| Equipos de entretenimiento | | | | |
| Equipos de oficina | | | | |
| Hornos | | | | |
| Otros | | | | |

Algunas cargas pueden pertenecer a más de una categoría. Por ejemplo: los frigoríficos pueden ser interrumpidos por un período específico de tiempo sin degradar la calidad del servicio de energía provisto [77] ; sin embargo, para garantizar que no haya molestias para el usuario final, los lavavajillas solo pueden ser interrumpidos durante el proceso de secado . Además, los frigoríficos pueden restablecer los parámetros de temperatura y los calentadores de agua eléctricos, además de restablecer los parámetros de temperatura, pueden cambiarse o interrumpirse.

La Figura 59 ilustra las partes y aparatos potenciales de diferentes consumidores finales para participar en un programa de DR en los diferentes sectores.

| Residential End-Consumer | Commercial End-Consumer | Industrial End-Consumer |
|---|---|--|
| <ul style="list-style-type: none"> •HVAC •Lighting •Pool pumps •Refrigeration •Washing machines •Clothes dryers •Hot water heating •Controllable appliances | <ul style="list-style-type: none"> •HVAC •Lighting •Pool pumps •Refrigeration systems •Hot water heating | <ul style="list-style-type: none"> •HVAC •Lighting •Cold storage •Back-up generators •Operational processes |

Figura 59- Cargas controlables en el sector residencial, comercial e industrial.

6.1.3 Consideraciones técnicas

Los agregadores de DR deben tener algunos medios para comunicarse con los consumidores finales de manera efectiva. Más específicamente, los agregadores deben poder acceder de forma remota a dispositivos o cargas predeterminadas, especificadas por el consumidor final, y ser capaces de realizar controles de carga para extraer una capacidad de DR específica. Además de esto, los agregadores deben poner a disposición de los consumidores finales interfaces gráficas de usuario (GUI) razonables para comunicar señales de DR y permitir cierto nivel de personalización del consumidor final.

Los avances en TIC / AMI han permitido el desarrollo de sistemas de administración de energía en el hogar (HEMS) y sistemas de administración de energía en edificios (BEMS), que admiten entornos interactivos que permiten el control efectivo de las cargas de los consumidores y permiten capacidades de comunicación efectivas.



Figura 60 - El DRU (Demand Response Unit)

El DRU implementa un algoritmo de control de carga adaptativo y un perfil de dispositivo de uso de energía único las 24 horas para proporcionar un control adaptativo al tiempo que elimina la necesidad de un modelado complejo del sistema



Figura 61 - Interruptor de control de carga

La AMI se define como una infraestructura que mide, monitorea, recopila y analiza datos de parámetros de energía y las cifras de calidad asociadas. Este sistema puede comunicarse con medidores según un horario coordinado y con controladores centrales / distribuidos.

Las unidades HEMS / BEMS son capaces de proporcionar señales de DR para fines de control de carga y también proporcionan los índices de consumo de energía medidos de diferentes aparatos / cargas, al tiempo que comunican condiciones ambientales relevantes.

Estas unidades comunican todos los datos relevantes al agregador de DR mediante el uso de redes de área doméstica (HAN), puntos de acceso / pasarelas, redes de área amplia (WAN), comunicaciones de portadora de línea eléctrica (PLC) y redes de backhaul.

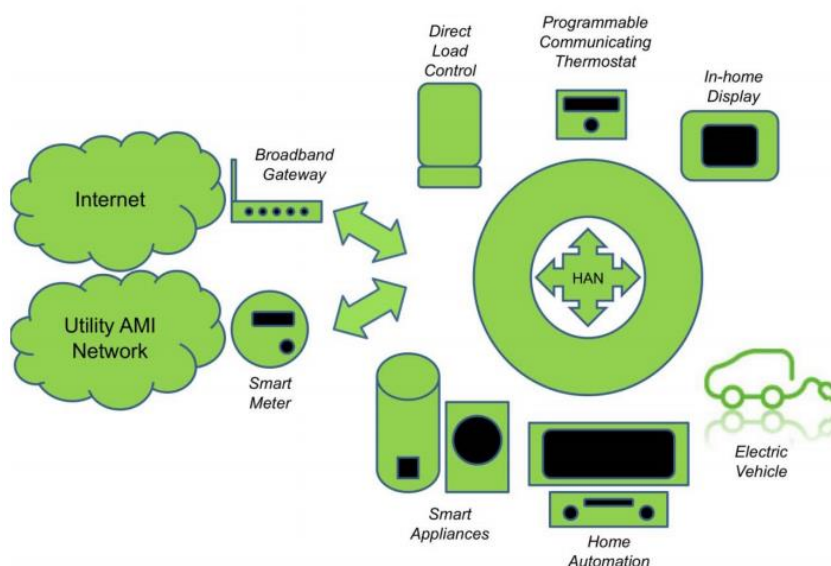


Figura 62 – Esquema redes de áreas doméstica

Los agregadores luego comunican los datos acumulados apropiados al proveedor de servicios públicos o al operador del sistema a través de estas mismas redes. HEMS / BEMS incluye muchos tipos diferentes de componentes tecnológicos, como medidores inteligentes, controlador central, controladores locales, sensores, interruptores de carga y GUI. Los medidores inteligentes y los medidores de intervalo actúan como puerta de acceso / punto de acceso para los proveedores de servicios públicos y los agregadores.

Estos componentes no solo permiten medir la desviación de energía debido a las señales de respuesta de la demanda, que definen un requisito esencial para una facturación exitosa y un desarrollo exitoso de incentivo / recompensa, sino que también pueden actuar como la GUI para los consumidores finales. Las GUI pueden ser dispositivos tales como medidores inteligentes, teléfonos inteligentes, computadoras portátiles, computadoras de escritorio, pantallas de energía doméstica o paneles / portales web.

Las GUI son dispositivos críticos para determinar los perfiles / preferencias de carga del cliente, ya que permiten al consumidor final interactuar con sus dispositivos de forma remota y, por lo tanto, deciden si desean o no "inscribirse" o "optar por no" dispositivos individuales. Por lo tanto, las GUI proporcionan una vía de interfaz que permite la personalización de las preferencias de carga de uso final, que es un criterio esencial para una mayor participación en el mercado. Las GUI también permiten que los consumidores finales vean las posibles señales de DR por adelantado y comuniquen la información relevante del sistema de energía.

Los controladores HEMS / BEMS se ubican en la premisa del consumidor final y se usan como punto de contacto principal para el agregador de energía donde la unidad envía señales de control de acuerdo con los algoritmos y métodos apropiados. Este controlador está en comunicación con los diversos sensores y controladores de carga locales que determinan los estados, parámetros y condiciones de operación de las cargas y dispositivos despachables.

Con el fin de transformar los sistemas de energía actuales en sistemas inteligentes con acceso a Internet, se desarrolla el concepto de Internet de las cosas (IoT). IoT ayuda a darse cuenta de las capacidades potenciales de concienciación situacional, control inteligente, seguridad cibernética y monitoreo en línea. Por ejemplo, un sensor importante que recientemente entró en juego es el termostato inteligente inalámbrico. Es importante tener en cuenta este sensor, ya que permite a los agregadores cambiar la configuración de la temperatura de forma remota y, por lo tanto, representa una tecnología que aumenta considerablemente el potencial de penetración de la DR.

Sensores (cableados / inalámbricos) y controladores locales se utilizan en las unidades HEMS / BEMS para traducir la información ambiental relevante del consumidor final y luego realizar las señales de control de carga apropiadas enviadas por la unidad HEMS / BEMS. Los módulos de comunicación también son necesarios para facilitar la transferencia exitosa de datos entre la unidad HEMS / BEMS, los dispositivos / controladores de carga, los sensores, la GUI y los participantes apropiados. Los programas tradicionales de respuesta a la demanda utilizan módulos y protocolos de comunicación por cable, como operadores de líneas eléctricas, fibra óptica y protocolos Ethernet para transferir y recibir señales. Sin embargo, en comparación con la de sus homólogos inalámbricos, estas formas de comunicación tienen mayores costos de instalación / mantenimiento asociados con sus requisitos físicos de hardware.

Los avances recientes en módulos y estándares de comunicación inalámbrica como Zigbee, 6LoWPAN, WiFi, Bluetooth y Z-Wave han proporcionado una forma de comunicación más eficiente y flexible económicamente que se adapta a la topología distribuida del sistema de energía en continuo cambio. Estos módulos de comunicación adoptan protocolos estándar desarrollados por el IEEE para infraestructura de medición avanzada, que proporcionan una comunicación bidireccional esencial.

El proyecto de infraestructura de administración de energía escalable para agregación de hogares (SEMIAH) descrito en [38] describe las tecnologías asociadas con un sistema de administración de energía para fines de DR. El proyecto desarrolla el sistema apropiado, que permite a los agregadores controlar una gran escala de dispositivos de carga residencial de manera efectiva.

Las tiendas de comestibles de Albertsons son una franquicia en todo Estados Unidos que se ha inscrito en el programa de respuesta a la demanda de EnerNOC. Trescientas de las tiendas se instalaron con la tecnología de EnerNOC para controlar la iluminación y el HVAC, que costaron US \$ 11,000 por tienda o aproximadamente US \$ 450 por kW. Desde su inscripción en EnerNOC, las tiendas de comestibles han podido ahorrar 25 kW por tienda.

La Tabla 32 destaca los componentes principales de un sistema de gestión de energía. Esta tabla presenta varios componentes relacionados con la consideración técnica de los agregadores DR. Como se ve,

también se proporcionan las tecnologías asociadas con cada tecnología junto con los sistemas de comunicación disponibles. Además, se describen los protocolos y estándares de comunicación compatibles para cada dispositivo. La cartera de un agregador DR debe poder cumplir con los parámetros técnicos del mercado específico si desean participar. Por ejemplo, para participar en el mercado de recursos de capacidad, los agregadores ofertan en el mercado su aumento o disminución de la carga manejable disponible y, si tienen éxito, generalmente se requieren para despachar la carga contratada dentro de los 30 min a 2 h. Mientras que los agregadores que deseen participar en el mercado de servicios auxiliares deben poder despachar cargas en menos de 30 minutos.

Vale la pena mencionar que la aplicación de hardware y software de código abierto bajo la licencia pública general, como Arduino, está aumentando debido al menor costo y la facilidad de uso de dichos sistemas. La utilización de la plataforma Arduino en actividades de investigación se vuelve muy atractiva, por ejemplo, desarrollar un sistema en un prototipo de estación meteorológica para generación renovable o un sistema para el control de calidad del aire basado en los kits de bricolaje de Arduino.

Tabla 32 – Componentes asociados a los sistemas de gestión de energía para las consideraciones técnicas de los agregadores de DR. Fuente: [78]

| HEMS/BEMS Components | Technology | Available Communication Device | Compatible Communication Protocol/Standard |
|----------------------|--------------------------------|---|--|
| Access Point/Gateway | Smart Meter and Interval Meter | RF Mesh network (Common in Residential) | ZigBee, 6LoWPan, Bluetooth, IEEE 802.15x, WiFi |
| | | PLC (Common in Commercial Buildings) | HomePlug, Narrowband, X10 |
| | | Wireless Star Network (Common in Rural Areas) | GSM/EDGE, LTE |
| Communication Module | Wireless | WiFi | IEEE 802.11x |
| | | Bluetooth | IEEE 802.15.1 |
| | | ZigBee | ZigBee, ZigBee Pro, IEEE 802.15.4 |
| | | Cellular | GSM/GPRS/EDGE |
| | | RFID | IEEE 1451, IEEE 802.11, XBee |
| | | WirelessHART | IEEE 802.15.4 |
| | | 6LoWPAN | IEEE 802.15.4 |
| | | Z-Wave | Z-Wave, 802.11 |
| | | Xbee | ZigBee, IEEE 802.15.4, WiFi |
| | Wired | Power Line Carriers (PLC) | HomePlug, Narrowband, X10 |
| | | Ethernet | IEEE 802.3x, BACnet |
| | | Serial | RS-232/422/423/485, UART, I2C, SPI, Modbus, DLMS/COSEM |
| | | BACnet | IEEE 802.3, RS-232, RS-485 |
| Sensors | Light Sensors | ZigBee, WiFi, Z-Wave, 6LoWPAN, Serial, Xbee, BACnet, WirelessHART | See Above |
| | Temperature Sensors | | |
| | Humidity Sensors | | |
| | Voltage and Current Sensors | | |
| | Motion Sensors | | |
| Local Controller | Arduino | WiFi, Bluetooth, Xbee, ZigBee, Serial, X10, Cellular | See Above |
| | Banana Pi | ZigBee, Bluetooth, WiFi, Serial, Cellular | |
| | BeagleBone Black | Serial, PLC, Ethernet, Bluetooth, Cellular | |
| | Raspberry Pi | Cellular, Z-Wave, Ethernet, Serial, WiFi, ZigBee | |
| | FPGA | Serial, Bluetooth | |
| | Intelligent Thermostat | ZigBee, Bluetooth, WiFi, Z-Wave, Cellular | |
| | Electronic Relay Circuits | Serial | |
| GUI | Home Energy Display | Smart meter, Tablet, Stand-alone devices | N/A |
| | Web Dashboard/Portal | Laptop, Desktop, Smartphone | |
| | Smartphone Application | iPhones, Android phones, and others | |

Algunos consumidores pueden encontrar la idea de que los participantes del mercado de la electricidad supervisen y modifiquen las tasas de consumo de energía de sus electrodomésticos, como una invasión de la privacidad. Por lo tanto, es responsabilidad del agregador garantizar que se tomen las medidas de seguridad correctas para ayudar a mitigar esta preocupación social. La seguridad cibernética y la detección de intrusos / robos / fraudes en AMI es uno de los temas desafiantes en IoT y protección de la privacidad. Sin embargo, siempre hay una compensación entre el nivel de seguridad y la inversión en una detección de intrusión escalable e integral, que implica qué tecnología y qué ubicaciones son la configuración óptima.

6.1.4 Consideraciones económicas

Las características económicas de los agregadores de DR en términos de su capacidad para generar ingresos, gastos de capital, tipo de transacciones de mercado y costos de instalación, mantenimiento y operación dependen de varios parámetros, que se clasifican principalmente de la siguiente manera:

- El tipo de mercado, las condiciones y el medio ambiente.
- Las barreras de entrada a los mercados.
- Qué tipo de tecnología e infraestructura de apoyo existe en el área, como se explica en el apartado 6.1.3
- El área geográfica en términos de población.
- Si la adopción social es evidente o no.
- Qué tipo de políticas y estándares gubernamentales existen.

Los costos iniciales de preparar un DR potencial para el consumidor final, generalmente lo realiza el agregador y depende de si existe o no infraestructura. El costo para permitir una gran masa de consumidores finales puede representar una barrera sustancial para los agregadores. Los consumidores finales residenciales usualmente tienen costos incrementales más altos asociados con la tecnología de habilitación de DR debido a la falta de conocimiento, y el costo de implementar la medición avanzada si aún no existe

La investigación realizada en [39] sugiere que los costos de inversión asociados con la habilitación de un solo hogar residencial con una infraestructura inteligente de TIC / AMI capaz de facilitar la DR automatizada, es de aproximadamente 500 para medidores inteligentes y sensores inalámbricos. Otros 500 son necesarios para cubrir el costo del microcontrolador / procesador adecuado además de 50 para los costos anuales de operación y mantenimiento (O&M). Sin embargo, los costos y beneficios asociados con la implementación de la infraestructura de TIC / AMI dependen de varios parámetros como se menciona al principio de esta Sección.

Algunos de los costos y beneficios operativos conocidos experimentados por los agregadores con respecto a los medidores inteligentes y sus TIC / AMI adecuadas se muestran en la Figura 63.

Como se muestra en la Figura 63, el costo promedio por instalación del medidor y los sistemas asociados son diferentes en diferentes casos, que es de 0.8 a 2.2 unidades por metro (unidad = \$ 200), dependiendo del área geográfica y la disponibilidad de la infraestructura existente.

Dependiendo del tipo de políticas y reformas de precios comprometidas por los reguladores y los servicios públicos, el beneficio total por costo es diferente. Este análisis económico se debe realizar para cada agregador DR.

Los agregadores también deben analizar el costo / beneficio de los clientes y asegurarse de que las contribuciones de los clientes sean asequibles para esos consumidores. Por lo tanto, los agregadores de DR deben tener en cuenta si el beneficio económico que proporcionan al consumidor final se basa en incentivos (recompensa por participación), en precio (facturas de ahorro / tasas reducidas) o en una combinación de ambos. Además, la remuneración para los consumidores finales depende de que el agregador pueda determinar su perfil de referencia (BLP), que es el perfil de demanda normal de los clientes sin DR. El BLP es crítico para determinar la cantidad de desviación de energía debida a las señales / acciones de DR. Si el BLP no se explica fácilmente al consumidor final, esto puede causar incertidumbre a los agregadores y clientes.

El enfoque más exitoso utilizado por los agregadores para motivar a los consumidores finales a reducir sus cargas durante las horas pico críticas es ofrecerles incentivos monetarios. Sin embargo, el estudio muestra que este mecanismo es más efectivo si los consumidores finales reciben una advertencia avanzada del evento pico, de modo que puedan prepararse para cambiar ciertas cargas a los tiempos predeterminados fuera del pico.

Hay muchos parámetros que hacen que una decisión de inversión sea rentable. En general, la tasa de rendimiento, el período de recuperación y la vida útil de la inversión se encuentran entre los criterios importantes para que un usuario final tome una decisión sobre una inversión. Por ejemplo, si el período de recuperación de una inversión de un usuario final que considera todos los beneficios y costos es menor que la vida útil de esa inversión, sería una inversión beneficiosa para este usuario final. Sin embargo, depende de otros factores, como el costo total de la inversión y las incertidumbres sobre los parámetros futuros en los que se basa el cálculo de la recuperación.

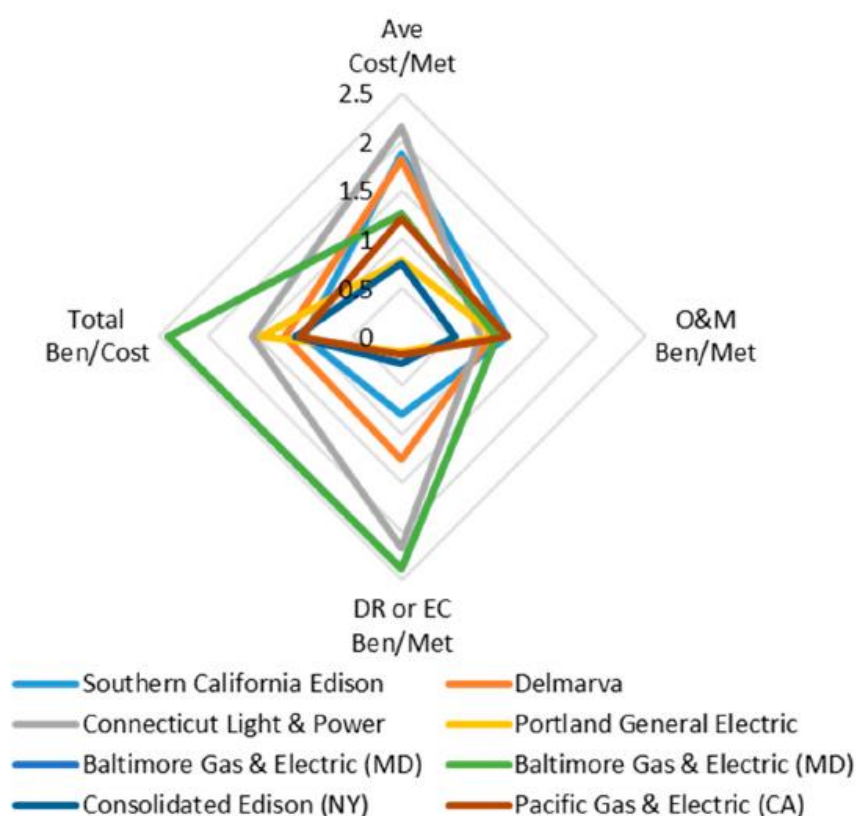


Figura 63 – Consideraciones económicas con respecto a la implementación de TIC/AMI para el agregador DR. Met: Meter, Ben: Benefit, EC: Eney Conservation..

Los agregadores también pueden proporcionar a los operadores del sistema mejores ahorros en el costo de la red, ya que difieren la expansión de la red al incorporar agregadores DR para configurar el perfil de carga a fin de satisfacer los límites térmicos de los equipos de la red durante los períodos de máxima demanda. Por ejemplo, la utilidad a través del agregador de DR puede incentivar a los clientes a participar en un programa de DR durante la alta generación renovable al aumentar sus cargas y / o durante las demandas máximas al disminuir sus cargas. Además, un agregador de DR puede reducir el daño potencial del equipo a lo largo de la red al ofrecer una mejor calidad de energía, brindar a los operadores mejores mecanismos para pronosticar la carga al comprender mejor el perfil de carga a través de una comunicación efectiva. La mitigación de las congestiones y la mejora de la confiabilidad a través de la inversión en almacenamiento de energía y otras soluciones técnicas de bajo costo como el restaurador dinámico de voltaje, serían otros beneficios de los agregadores de DR.

Es importante que un agregador de DR evalúe si la ganancia potencial de un consumidor final es mayor o no que su costo de instalación / operación de habilitación de DR.

6.2 Aproximación de la retribución del Demand Response

Una aproximación coherente de los beneficios que podría tener la Respuesta de la demanda en España es tomando como referencia los pagos al servicio de interrumpibilidad, ya que uno de los Objetivos del DR es el ajuste y la seguridad en la red.

Se planteara un caso hipotético en el que el servicio de interrumpibilidad es sustituido por el mecanismo de respuesta de la demanda.

Como referencia más aproximada de un capital disponible, se tomaran los precios medios de la subastas realizadas en 2017 publicadas por REE.

Tabla 33. Precio de la subasta del servicio de interrumpibilidad

| Precio medio de la convocatoria | |
|---------------------------------|--------------|
| Subasta de 5 MW | 127.536 €/MW |
| Subasta de 90 MW | 289.125 €/MW |
| Precio medio ponderado | 176.420 €/MW |

Fueron subastados 2.975 MW de potencia interrumpible a grandes consumidores. El precio medio ponderado fue de 176.420 €/MW. Con la asignación de un total de 10 bloques de 90 MW y de 415 bloques de 5 MW, lo que se traduce en una potencia interrumpible. A esta convocatoria de subastas acudieron 138 consumidores.

Las subastas son organizadas por Red Eléctrica como administrador de la subasta, quien publica los resultados en la web de e-Sios, ya validados por la Comisión Nacional de los Mercados y la competencia (CNMC).

El precio medio de asignación ha sido de 289.125 euros/MW para los productos de 90 MW y de 127.536 euros/MW para los de 5 MW.

Los precios de salida fijados por la Secretaría de Estado de Energía en la *Resolución del 7 de octubre del 2016, por la que se aprueba el calendario y características para la subasta eléctrica 2017*, publicado en el BOE del 12 de octubre del 2016, han sido de 310.000 euros/MW para los productos de 90 MW y de 160.000 euros/MW para los de 5 MW.

6.3 Cálculo

6.3.1 Ingresos

Para el cálculo de los ingresos recibidos por un grupo empresarial o persona física o jurídica se toma como referencia la retribución del servicio descrito en la Orden IET/2013/2013.

A continuación se va a determinar los ingresos anuales de un bloque de 5 MW:

- Retribución mensual asociada a la disponibilidad de potencia

$$R_{max} = \frac{1}{12} \cdot P_{sub} \cdot Precio$$

Dónde:

R_{max} : Retribución mensual por disponibilidad de potencia (€/mes).

P_{sub} : Potencia asignada en la subasta (MW).

Precio: Precio de adjudicación en la subasta (€/MW año).

$$R_{max} = \frac{1}{12} \cdot 5 \text{ MW} \cdot 127.536 \frac{\text{€}}{\text{MW}} = 53.140 \text{ € mensuales}$$

La retribución anual sería de 637.680 €

- Retribución asociada a la ejecución de la opción de reducción de potencia. Dicho pago se calculará horariamente como:

El precio de referencia de regulación terciaria fue para la temporada eléctrica 2017 de 75,12 €/MWh

Y los coeficientes K_a y K_b iguales que la primera temporada de 2018.

Siendo:

Opción A:

$$R_{eoi} = P_{reg} \cdot K_a$$

$$R_{eoi} = \left(75,12 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \cdot 0,864 \right) - 52,22 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} = 12,68 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$$

Opción B:

$$R_{reoi} = P_{reg} \cdot K_b$$

$$R_{eoi} = \left(75,12 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \cdot 0,751 \right) - 52,22 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} = 4,19 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$$

Se supone un precio marginal del mercado diario para cada hora, el precio medio anual del mercado diario e intradiario para el año 2017, que asciende a 52,22 €/MWh.

Este dato se usa como aproximación, pero en la realidad se tendría que ver cuál es el precio marginal horario correspondiente para realizar los cálculos de forma correcta.

Finalmente los ingresos por cada orden de reducción de potencia serían, suponiendo el máximo tiempo de parada (1 hora):

Opción A:

$$R_{eoi} = P_{sub} \cdot t_{eoi} \cdot P_{reoi} = 5 \text{ MW} \cdot 1 \text{ h} \cdot 12,68 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} = 63,4 \text{ €}$$

Dónde:

P_{sub} : Potencia asignada en la subasta (MW)

T_{eoi} : Tiempo de cada periodo temporal en el que tiene lugar la opción de ejecución (h).

P_{reoi} : Precio de referencia aplicado en cada periodo (€/MW)

Cada vez que soliciten la reducción de potencia durante una hora 63,4€/h

Opción B:

$$R_{eoi} = P_{sub} \cdot t_{eoi} \cdot P_{reoi} = 5 \text{ MW} \cdot 1 \text{ h} \cdot 4,19 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} = 20,95 \text{ €}$$

Cada vez que soliciten la reducción de potencia durante una hora 20,95 €/h

Suponiendo la mitad del máximo de horas para tener un cálculo orientativo de lo que podría ser un aprovechamiento del 50% de este servicio, sería de 120 horas al año. Entonces:

Opción A:

$$\text{Ingreso total anual} = 637.680 \frac{\text{€}}{\text{año}} + 63,4 \frac{\text{€}}{\text{h}} \cdot 120 \frac{\text{h}}{\text{año}} = 645.288 \frac{\text{€}}{\text{año}}$$

Opción B:

$$\text{Ingreso total anual} = 637.680 \frac{\text{€}}{\text{año}} + 20,95 \frac{\text{€}}{\text{h}} \cdot 120 \frac{\text{h}}{\text{año}} = 640.194 \frac{\text{€}}{\text{año}}$$

Para el resto de cálculos se tomara como referencia la media ponderada de ambas retribuciones: 642.741 € anuales por bloque de 5 MW.

6.3.2 Costes de equipos de sistemas.

6.3.2.1 Servicio de interrumpibilidad

Para poder responder de forma instantánea a las consignas del OS, se debe invertir en Sistema de Comunicación, Ejecución y Control de la Interrumpibilidad (SCECI). Los costes aproximados del equipo de comunicaciones de la interrumpibilidad, Según REE, son los siguientes:

- Inversión en equipamiento: 20.700 €
- Mantenimiento del equipamiento: 4.500 €/año
- Coste de la línea de comunicaciones: 2.500 €/año

Coste de primer año: 27.700 €

6.3.2.2 Demand Response en vivienda residencial

Como se ha mostrado anteriormente, el coste de la instalación en una vivienda residencial puede variar dependiendo de muchos factores. Considerando las cargas interrumpibles clasificadas con anterioridad, suponiendo una vivienda de media de 4,6 KW es de:

Costes de microcontroladores y unidad de Demand Response: 1000 €

Costes de medidores inteligentes y sensores: 500 €

Costes de mantenimiento y operación: 50 €/año

El coste del equipamiento para habilitar una vivienda residencial, suponiendo que esta cuente con infraestructura inteligente TIC / AMI, es de:

Coste de inversión el primer año: 1.550 €

6.3.3 Penalizaciones del servicio de interrumpibilidad

Basándonos en las penalizaciones según la Orden IET/2013/2013, la obligación de pago por el proveedor del servicio de interrumpibilidad es como máximo el 120% de la retribución que le hubiera correspondido en el periodo de entrega en que se produce dicho incumplimiento.

Anteriormente se ha explicado la metodología para el cálculo de la penalización por el incumplimiento del servicio de interrumpibilidad, pero para el cálculo generalizado de la penalización se tomara la máxima penalización correspondiente a este servicio que es la del 120% de la retribución correspondiente.

Al igual que las retribuciones que dependían del tipo de producto, (opción A y opción B), la penalización también dependerá del tipo de producto asociado. Pero se tomará la media de estas para la realización de los cálculos. Los cálculos que se muestran a continuación están referidos al bloque de 5 MW.

Se realizaran dos cálculos, uno suponiendo que no se ha solicitado el servicio de interrumpibilidad en todo el año y un segundo suponiendo que se han solicitado las 120 horas consideradas anteriormente y se falla a la 121.

- Primero, se calculará la penalización siendo beneficiario del servicio de interrumpibilidad sin haber sufrido ninguna orden por parte del OS.

La retribución por disponibilidad anual es de 637.680 €

Considerando que la máxima penalización posible es del 120%, y suponiendo que es la primera vez que se falla en la orden de reducción de potencia, la penalización anual será:

$$\text{Penalización anual} = 120\% \cdot 637.680\text{€} = 765.216 \text{ €}$$

- Segundo, se calculará la penalización siendo beneficiario del servicio de interrumpibilidad habiendo sufrido las 120 horas de reducción de potencia y fallando en la 121 horas.

Considerando que la máxima penalización posible es del 120%, y suponiendo que es la primera vez que se falla en la orden de reducción de potencia, la penalización anual será:

La media de las retribuciones anuales totales de los productos A y B es 642.741 €

$$\text{Penalización anual} = 120\% \cdot 642.741\text{€} = 771.290 \text{ €}$$

6.3.4 Balance económico

A continuación se va a plantear un escenario en el que se plantea un escenario hipotético donde se puede agregar una carga de 5 MW con viviendas residenciales, gestionadas por un agregador que ofrece su flexibilidad al mercado eléctrico español.

Se ha tomado como referencia una vivienda estándar de 4,6 KW. De toda esta potencia contratada en la vivienda no toda es gestionable, anteriormente se clasificaron las cargas según capacidad de ser gestionada sin afectar al confort del usuario, Estando en un periodo punta donde se están usando la mayoría de los electrodomésticos de la vivienda como: Frigorífico, Congelador, aire acondicionado y/o lavavajillas, la potencia gestionable se reduce a aproximadamente 1,2 KW. En algunos casos podría ser más pero se considera un caso más desfavorable.

Sabiendo que las potencia aproximadas de cada electrodoméstico es:

Tabla 34. Potencia de electrométricos

| ELECTRODOMÉSTICO | POTENCIA (KW) |
|--------------------|---------------|
| FRIGORÍFICO | 0,25-0,35 |
| CONGELADOR | 0,35-0,55 |
| LAVAVAJILLAS | 1,50-2,20 |
| AIRE ACONDICIONADO | 0,90-2,00 |

Para agregar una potencia gestionable de 5 MW harían falta 5000 viviendas.

La inversión de la infraestructura necesaria del bloque de viviendas para posibilitar el DR ascendería a:

$$\text{Inversión para la instalación en bloque de 5 MW} = 4.167 \text{ viviendas} \cdot 1.550\text{€} = 6.458.333\text{€}$$

- Retribución por vivienda

El pago del OS al agregador será del 642.741 €, de esta cantidad, los se aproxima que los honorarios para el agregador sean del 20%, por lo que el total recibido por los usuarios del bloque de 5MW será:

$$\text{Total recibido por el bloque de 5 MW} = 637.680 \cdot 80\% = 510.144\text{€}$$

Cada vivienda recibirá:

$$\text{Total recibido por cada vivienda} = \frac{510.144 \text{ €}}{4.167 \text{ viviendas}} = 122,4 \text{ € anual}$$

- Beneficio por KW ofertado

Se podría decir que el beneficio por KW ofertado será:

$$\text{Benf}_{kw} = \frac{122,4 \text{ € anuales}}{1,2 \text{ KW gestionable}} = 102 \text{ €/KW}$$

Entonces el beneficio anual por KW ofertado es de 102 €.

- Retorno de la inversión

Recopilando la información descrita anteriormente, se obtiene que:

- La inversión consta de una cuantía el primer año de 1500€ fijos
- Cada año el coste de mantenimiento es de 50€/mes

Por lo tanto, la inversión sigue la siguiente tendencia:

$$\text{Inversion} = 1500 \text{ €} + 50 \cdot i$$

Donde

i = el número de año

Con respecto a la retribución:

- Por disponibilidad cada vivienda recibe: 122,4€/año

Por consiguiente, la retribución sería:

$$Retribución = 122,4 \cdot i$$

Para calcular los años de recuperación de la inversión, ésta deberá ser igual que la retribución:

$$Inversión = Retribución$$

$$1500 \text{ €} + 50 \cdot i = 122,4 \cdot i$$

$$1500 = 72,4 \cdot i$$

$$i = 21 \text{ años}$$

El periodo de recuperación de la inversión sería de 21 años, a partir de aquí se empezaría a obtener beneficio.

6.3.5 Traslado de la carga

En este apartado se realizará el ejercicio de desplazar un bloque de energía en un periodo punta a un periodo valle en el mercado diario de la electricidad, para deducir que cantidad monetaria podemos “ahorrar” al sistema, evitando la producción de este bloque electricidad en momentos de máxima demanda y precios elevados.

Para este cálculo se tomarán los precios horarios de días al azar a lo largo del año 2017, ya que el Demand Response puede ser solicitado cualquier día de la semana en los 365 días del año.

Se escogerán 12 días a lo largo del año, uno por cada mes y se seleccionará un bloque de 5 MWh que este en el periodo horario con el precio más alto, y se trasladará al periodo horario con el precio más bajo.

Tabla 35 – Precio horario del mercado diario

| DÍAS | PRECIO MÁXIMO (€/ MWH) | PRECIO MÍNIMO (€/ MWH) | VOL. ENER. EN PRECIO MAX (MWH) | VOL. ENER. EN PRECIO MIN (MWH) |
|--------|------------------------------|------------------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|
| 09-ENE | 80,37 | 47,79 | 41.423,90 | 31.214,70 |
| 13-FEB | 68,23 | 28,85 | 42.886,60 | 31.640,80 |
| 06-MAR | 55,58 | 25,35 | 41.333,00 | 28.291,20 |
| 03-ABR | 53,96 | 36,01 | 39.844,40 | 25.899,90 |
| 17-MAY | 53,3 | 41,69 | 37.259,80 | 27.371,50 |
| 22-JUN | 54,03 | 39,36 | 40.838,30 | 29.047,50 |
| 27-JUL | 58 | 52,57 | 35.390,00 | 30.035,50 |
| 30-AGO | 54,19 | 47,07 | 41.129,20 | 28.891,70 |
| 04-SEP | 55,2 | 38,35 | 28.296,40 | 26.942,50 |
| 24-OCT | 70,22 | 49,69 | 36.050,30 | 27.833,70 |
| 20-NOV | 79,35 | 53,07 | 40.016,60 | 26.057,30 |
| 22-DIC | 69,08 | 44,75 | 41.664,80 | 29.381,10 |

Para calcular la diferencia de costes o el ahorro de coste (ΔC), se calculará el coste del bloque en la hora punta y el coste del bloque en la hora valle. El coste será calculado como:

$$C_i = P_i \cdot \Delta E_i$$

Dónde:

C_i : Coste total del bloque desplazado

P_i : Precio final medio (€/MWh)

ΔE_i : bloque de energía a desplazar

Este coste será calculado para el bloque de 5 MW en una hora, es decir, la cantidad desplazada de energía será de 5 MWh.

Siendo la diferencia de costes o ahorro de coste (ΔC), la diferencia entre el coste situación horaria inicial menos el coste de la situación horaria final. Siendo la diferencia:

$$\Delta C = C_{max} - C_{min}$$

Dónde:

C_{max} : Coste en horario punta

C_{min} : Coste en horario valle

Tabla 36 – Diferencia de costes al desplazar carga 5 MWh

| DÍAS | PRECIO MAXIMO (€/ MWH) | PRECIO MINIMO (€/ MWH) | ENERGÍA (MWH) | C MAX (€) | C MIN (€) | ΔC (€) |
|--------------|------------------------------|------------------------------|------------------|-----------|-----------|----------------|
| 09-ENE | 80,37 | 47,79 | 5 | 401,85 | 238,95 | 162,9 |
| 13-FEB | 68,23 | 28,85 | 5 | 341,15 | 144,25 | 196,9 |
| 06-MAR | 55,58 | 25,35 | 5 | 277,9 | 126,75 | 151,15 |
| 03-ABR | 53,96 | 36,01 | 5 | 269,8 | 180,05 | 89,75 |
| 17-MAY | 53,3 | 41,69 | 5 | 266,5 | 208,45 | 58,05 |
| 22-JUN | 54,03 | 39,36 | 5 | 270,15 | 196,8 | 73,35 |
| 27-JUL | 58 | 52,57 | 5 | 290 | 262,85 | 27,15 |
| 30-AGO | 54,19 | 47,07 | 5 | 270,95 | 235,35 | 35,6 |
| 04-SEP | 55,2 | 38,35 | 5 | 276 | 191,75 | 84,25 |
| 24-OCT | 70,22 | 49,69 | 5 | 351,1 | 248,45 | 102,65 |
| 20-NOV | 79,35 | 53,07 | 5 | 396,75 | 265,35 | 131,4 |
| 22-DIC | 69,08 | 44,75 | 5 | 345,4 | 223,75 | 121,65 |
| TOTAL | | | | | | 1.234,8 |

El ahorro producido es de 1234.8 € en esos 12 días, en la gestión de esos 5 MWh. Esta cantidad es simbólica en lo que representa al sistema, pero se podría extrapolar a más bloques gestionados por agregadores.

Si, se extrapola a la energía subastada en el servicio de interrumpibilidad en el primer periodo de 2018, que fueron 2600 MW.

Tabla 37- Diferencia de costes al desplazar carga de 2600 MWh

| DIAS | PRECIO MAXIMO (€/ MWH) | PRECIO MINIMO (€/ MWH) | ENERGIA (MWH) | C MAX (€) | C MIN (€) | ΔC (€) |
|--------------|------------------------------|------------------------------|------------------|-----------|-----------|----------------|
| 09-ENE | 80,37 | 47,79 | 2.600 | 208.962 | 124.254 | 84.708 |
| 13-FEB | 68,23 | 28,85 | 2.600 | 177.398 | 75.010 | 102.388 |
| 06-MAR | 55,58 | 25,35 | 2.600 | 144.508 | 65.910 | 78.598 |
| 03-ABR | 53,96 | 36,01 | 2.600 | 140.296 | 93.626 | 46.670 |
| 17-MAY | 53,3 | 41,69 | 2.600 | 138.580 | 108.394 | 30.186 |
| 22-JUN | 54,03 | 39,36 | 2.600 | 140.478 | 102.336 | 38.142 |
| 27-JUL | 58 | 52,57 | 2.600 | 150.800 | 136.682 | 14.118 |
| 30-AGO | 54,19 | 47,07 | 2.600 | 140.894 | 122.382 | 18.512 |
| 04-SEP | 55,2 | 38,35 | 2.600 | 143.520 | 99.710 | 43.810 |
| 24-OCT | 70,22 | 49,69 | 2.600 | 182.572 | 129.194 | 53.378 |
| 20-NOV | 79,35 | 53,07 | 2.600 | 206.310 | 137.982 | 68.328 |
| 22-DIC | 69,08 | 44,75 | 2.600 | 179.608 | 116.350 | 63.258 |
| TOTAL | | | | | | 642.096 |

El traslado de esta carga si es más significativo para el OS, el ahorro producido sería de 642.096 €. Esto significa que los volúmenes que ha de manejar el agregador deben ser altos para poder ofrecer un beneficio de carácter económico al OS.

Loa beneficios de carácter técnico solo los puede obtener el OS, que es el único que tiene acceso a la información de las restricciones a nivel nacional.

Todos estos cálculos se han realizado sin considerar las modificaciones que sufriría la curva de casación al desplazar la carga. Para un cálculo más preciso deben de tenerse en cuenta estas desviaciones.

Como evidencian estos resultados, se puede ver que el DR no sería rentable ni asumible para una vivienda si solo se limita al servicio de interrumpibilidad, debería de participar en otros mercados como servicios complementarios y mercado diario e intradiario, para que fuese rentable, como ya hacen en otros países europeos. De esta manera el beneficio sería mayor tanto para la demanda, porque obtendría más flujos de ingresos, como para el Sistema Eléctrico, que aumentaría su flexibilidad ante los precios más altos del pool o ante fallos de suministro, Además de obtener un sistema eléctrico y un futuro más sostenible.

Como conclusión de lo anterior, se puede decir que el DR no está diseñado para ser una fuente de ingresos en el que el usuario individual pueda lucrarse de manera autosuficiente con este mecanismo, sino que es un aporte económico adicional para reducir el coste final de la factura eléctrica En definitiva el usuario residencial tiene que verlo como un paso más en el desarrollo sostenible y el uso eficiente de la energía.

7 CONCLUSIONES

Como conclusión, puede afirmarse que los mecanismos de Respuesta de la Demanda o Demand Response (DR) están jugando un papel fundamental en la actualidad y que su importancia va a ser creciente en los años venideros, con previsión de participar en los mercados mayorista, de ajuste y de capacidad, con el fin de resolver desequilibrios del sistema eléctrico y aportando así numerosas ventajas frente a otros mecanismos de ajuste y capacidad:

- Reducen la inversión en plantas de generación.
- Flexibilizan el consumo y ajustan oferta y demanda a la vez que aumentan la eficiencia energética.
- Integran las energías renovables.

Por otro lado, las empresas de servicios DSM o agregadores, también están jugando un papel fundamental en el desarrollo de estos mecanismos, debido a que ayudan a integrar a potenciales proveedores de DR a escala de pequeños y medianos consumidores. Además las Smart Grids y la adaptación de los operadores del sistema a la nueva realidad deben ocupar una posición fundamental.

La asignación de mecanismos de DR se debe realizar mediante subastas competitivas aunque también pueden coexistir con programas voluntarios de Respuesta a la Demanda con incentivos tanto en lo que se refiere al precio de la energía consumida como reducciones en la tarifa de acceso.

Con respecto a la integración de consumidores domésticos en los mecanismos de DR, el proceso resulta más laborioso, inicialmente a través de la participación en programas voluntarios y posteriormente participando en la gestión explícita a través de los agregadores. Esto requiere de desarrollos tecnológicos como contadores inteligentes, redes inteligentes, sistemas de almacenamiento de energía y los ya comentados agregadores.

Actualmente, países como Canadá y Estados Unidos cuentan con mecanismos de Respuesta a la Demanda consolidados e integrados en los mercados. Sin embargo, Europa trabaja en la implantación de mecanismos de Demand Response como puede verse en la Directiva de Eficiencia Energética de 2012 y otros trabajos de la Comisión Europea de la Energía. El grado de avance no es homogéneo, existen países con mecanismos DR ya implantados, como Reino Unido y Francia, otros en fase de lanzamiento, como Alemania, e incluso países donde no ha empezado dicha implantación, como es el caso de España.

En resumen, como viene siendo habitual en los últimos años, la política energética española va a remolque de las directrices de la UE en materia de autoconsumo, renovables y ahora en la Respuesta de la Demanda. La industria reclama desde hace tiempo unos precios de electricidad competitivos para poder competir en igualdad de condiciones en los mercados internacionales, y en particular, la industria electrointensiva dispone de capacidad suficiente para participar con garantías a través de los mecanismos de respuesta a la demanda en los mercados de ajuste, capacidad e incluso en el mercado mayormente. Una posible solución es que la Administración establezca una política energética coherente con los objetivos de la UE, orientada al consumidor y estable en el tiempo.

En relación a los resultados obtenidos de los cálculos propuestos, se demuestra que el DR no es rentable con el marco de aplicación propuesto. Una tasa de recuperación de la inversión de 20 años no es algo asumible para una vivienda unifamiliar. En otras palabras, el usuario obtiene poco beneficio para los inconvenientes que conlleva el DR en una vivienda, como la modificación de los patrones de consumo o la implementación de la tecnología necesaria con su correspondiente inversión.

Se concluye, entonces, que la aproximación del traslado de los beneficio del servicio de interrumpibilidad a una carga agregada de 5 MW no es rentable.

La diferencia con otros países de Europa, en los que sí es rentable, es el número de mercados en los que la demanda si es accesible. Si la flexibilidad de la carga solo se limita al servicio de interrumpibilidad, esta no resulta rentable, pero si se pudiese acceder al enorme mercado de los servicios complementarios, como regulación primaria y secundaria, se podría explotar mucho más el potencial de la flexibilidad de la demanda.

Como conclusión final, con objeto de mejorar el sector eléctrico español, se propone la apertura del mercado al Demand Response, tanto diario e intradiario como servicios complementarios, así como la legalización de la figura del agregador con el fin de gestionar la carga agregada de los distintos sectores, ya sea residencial, comercial o industrial, con el fin de agrupar un bloque considerable de potencia gestionable. De esta manera se avanzara en una dirección más eficiente y sostenible.

REFERENCIAS

1. BOE, *Ley 24/2013, 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.*, 2013
2. REE, «Series estadísticas nacionales,» 2018 [en línea]. Recuperado de: <https://www.ree.es/es/estadisticas-del-sistema-electrico-espanol/series-estadisticas/series-estadisticas-nacionales>
3. REE, *Informe del Sistema Eléctrico Español 2017*, 2017
4. IDAE, *Informe Estadístico de Energías Renovables*, 2017.
5. BOE, *Resolución de 9 de mayo de 2018, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban las reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario de producción de energía eléctrica.* 2018.
6. BOE, *Resolución de 18 de diciembre de 2015, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se establecen los criterios para participar en los servicios de ajuste del sistema y se aprueban determinados procedimientos de pruebas y procedimientos de operación para su adaptación al Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.* 2015.
7. BOE, *Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.* 2000.
8. Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital, *Informe de la Comisión de Expertos sobre Escenarios de Transición Energética*, 2018.
9. CNMC, *Boletín de indicadores eléctricos de enero de 2018*, 2018
10. CNMC, *Listado de Comercializadores de Energía Eléctrica*, 2018.
11. BOE, *Real Decreto-ley 20/2012, de 13 de julio, de medidas para garantizar la estabilidad presupuestaria y de fomento de la competitividad.* 2012.
12. REE, «Balance diario REE,» 2018. [En línea]. Recuperado de: <https://www.ree.es/es/estadisticas-del-sistema-electrico-espanol/balance-diario>.
13. BOE, *Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.* 2015.
14. BOE, *Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos*, 2014.

15. BOE, *Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica*, 1998.
16. BOE, *Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial*, 2007.
17. BOE, *Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento*. 1997.
18. *Seguimiento de la demanda eléctrica*. Recuperado de la web de Red Eléctrica España: <https://demanda.ree.es/visiona/peninsula/demanda/acumulada/2018-05-15>
19. BOE, *Resolución de 7 de noviembre de 2007, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueba el procedimiento del sistema de comunicación, ejecución y control del servicio de interrumpibilidad*.
20. BOE, *Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad*.
21. BOE, *Orden ITC/2370/2007, de 26 de julio, por la que se regula el servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad para los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción*
22. BOE, *Real Decreto 647/2011, de 9 de mayo, por el que se regula la actividad de gestor de cargas del sistema para la realización de servicios de recarga energética*. 2011
23. CNMC, *Acuerdo por el que emite Informe sobre la propuesta de orden por la que se modifica la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad*.
24. *Servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad con mecanismo de asignación competitiva*. (2018). Recuperado de la web de Red Eléctrica España: www.ree.es/es
25. *Información de la Convocatoria de Subastas para el Periodo de Entrega 2017 a la que hace referencia el punto 7 de las Reglas de la Subasta*. Recuperado de la web de Red Eléctrica España: www.ree.es/es
26. *Directive of the European Parliament and of the council on common rules for the internal market in electricity*, 2016.
27. CNMC, *Informe de análisis económico-financiero de las principales empresas de distribución del sector eléctrico (2013-2016)*.
28. CES, *Informe el sector eléctrico en España 04/2017*. Consejo económico y social de España. 2017
29. DUOE, *Directiva 2003/54/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 96/92CE*, 2003.
30. CNMC. *Acuerdo por el que se publica el precio medio anual del mercado diario e intradiario para el año 2017 en aplicación del artículo 22.4 del real decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos*, 2018.

31. BOE, *Ley 17/2007, de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997 [...] para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, [...], de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad*, 2007.
32. BOE, *Resolución de 23 de diciembre de 2015, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban las Reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario de producción de energía eléctrica*, 2015.
33. BOE, *Resolución de 18 de diciembre de 2015, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se establecen los criterios para participar en los servicios de ajuste del sistema y se aprueban determinados procedimientos de pruebas y procedimientos de operación*, 2015.
34. M. d. I. y. Energía, *ORDEN de 14 de julio de 1998 por la que se establece el régimen jurídico aplicable a los agentes externos para la realización de intercambios intracomunitarios e internacionales de energía eléctrica*, 1998
35. Reglamento (UE) núm. 347/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de abril de 2013, relativo a las orientaciones sobre las infraestructuras energéticas transeuropeas y por el que se deroga la Decisión núm. 1364/2006/CE
36. BOE, *Resolución de 13 de julio de 2006, de la Secretaria General de Energía, por la que se aprueba el procedimiento de operación 1.5 “Establecimiento de la reserva para la regulación frecuencia-potencia”*. Recuperado de la página Web del Operador del sistema: Procedimiento de operación 1.5 “Establecimiento de la reserva para la regulación frecuencia-potencia” de Red Eléctrica España: <https://www.ree.es/es/actividades/operacion-del-sistema-electrico/procedimientos-de-operacion>
37. BOE, *Resolución de 29 de octubre de 2014, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba el procedimiento del sistema de comunicación, ejecución y control del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad regulado en la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre*.
38. Brown, T.; Newell, S.; Spees, K.; Oates, D. *International Review of Demand Response Mechanisms; the Brattle Group Inc.: Sydney, Australia*, 2015.
39. A. Soares ; A. Gomes ; C. H. Antunes IEEE. (2012) *Domestic load characterization for demand-responsive energy management systems*.
40. Rotger-Griful, S.; Welling, U.; Jacobsen, R.H. (2017) *Implementation of a building energy management system for residential demand response*.
41. Sankur, M.; Arnold, D.; Auslander, D. (2013) *an architecture for integrated commercial building demand response*.
42. BOE, *Reglamento (UE) 2017/2195 de la comisión de 23 de noviembre de 2017 por el que se establece una directriz sobre el balance eléctrico*.
43. Han, S.; Han, S.H.; Sezaki, K. (2010) *Design of an optimal aggregator for vehicle-to-grid regulation service. In Proceedings of the 2010 Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), Gothenburg, Sweden*.
44. Mind Tools Editorial Team. SWOT Analysis; (1996) Mind Tools: London, UK.
45. The list of players participating in NEBEF Mechanism is available on the French TSO. 2017
46. *The Power to Choose- Enhancing Demand Response in Liberalized Electricity Markets of IEA Demand Response Project*, (2003). Paris, Francia; OECD

47. OpenADR ALLIANCE, *Demand Response Program Implementation Guide*, (2016). Doc number: 20140701.
48. U.S. Department of Energy. *Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for Achieving Them*. (2006).
49. JRC, *Demand Response status in EU Member States*, 2016.
50. Ramirez C. A.; *Los precios del mercado mayorista de electricidad como expresión de la participación activa de la demanda: aplicación de la economía experimental*. Tesis Doctoral 2012.
51. Hernandez, V. (2001) *La panificación de la distribución con generación distribuida y gestión activa de la demanda*. 2001.
52. Vallés M.;Frías P.;Reneses J. *Gestión Activa de la Demanda Para una Europa más eficiente*. 2013.
53. Blanc J.; Duretz B.; De La Selle A. Schneider Electric. *The Benefits of Demand Response for Utilities*. 2014.
54. IRENA. *Renewable Power Generation Cost in 2017*. 2017.
55. Bergaentzlé C.; Clastres C. *Demand side management in an integrated electricity market: What are the impacts on generation and environmental concerns?* 2013.
56. W2M. Salmerón J. *Operación en los mercados de electricidad*. 2017.
57. DEXMA. *Añadir valor a tus servicios ESE: de la eficiencia energética a la Gestión Activa de la Demanda*. 2018.
58. IREC. Cruz M. *Smart Cities Proyectando el futuro desde el presente*. 2012.
59. Hurley D.; Peterson P.; Whited M. *Demand Response as a Power System Resources*. 2013.
60. European Comission. *Electricity Market Functioning: Current Distortions, and How to Model Their Removal*. 2016.
61. M.H. Albadi, E.F. El-Saadany. *A summary of demand response in electricity markets*. 2008.
62. RTE. *Electricity Report 2017*, 2017.
63. Gas natural Fenosa, Instituto de Investigación Tecnológica, ICAI, *Las redes eléctricas inteligente*. ed:Fundacion Gas Natural Fenosa. Barcelona, 2011.
64. ENDESA, *Smartcity Málaga Un modelo de gestión energética sostenible para las ciudades del futuro*. Ed: Dirección General de Distribución de Endesa. 2017.
65. Conchado A.;Linares P. *Gestión activa de la demanda eléctrica doméstica: beneficios y costes* 2012.
66. IRIRS. Barreda I.; Garcia A.;Pavan M.; Sabater G. DEMAND RESPONSE IN EXPERIMENTAL ELECTRICITY MARKETS. 2012.
67. SmartNet, Ancillary service provision by RES and DSM connected at distribution level in the future power system. 2016.
68. Conchado A.;Linares P Largo O.; Santamaria A. *How much should we pay for a DR program? An estimation of network and generation system benefits*. 2011.

69. Conchado A.;Linares P. *The Economic Impact of Demand-Response Programs on Power Systems. A survey of the State of the Art*. 2010.
70. Eldali F.; Hardy T.; Pinney D.; Javid M.; Corbin C. *Cost-Benefit Analysis of Demand Response Programs Incorporated in Open Modeling Framework*. 2016.
71. AIEC, *Demand Response Measurement & Verification*. 2009.
72. SEDC, *Explicit Demand Response in Europe*. 2017.
73. EDISON, *Automated Demand Response Technology Incentives 2017 Program Guidelines*, 2017.
74. Lawrence Berkeley National Laboratory, *Costs to Automate Demand Response – Taxonomy and Results from Field Studies and Programs*, 2015.
75. Siemens, Gandotra V.; *Demand Response Management System Smart systems for Consumer engagement*, 2013.
76. Lawrence Berkeley National Laboratory, *Automated Demand Response Technologies and Demonstration in New York City using OpenADR*, 2013.
77. Jacobsen, R.H.; Gabioud, D.; Basso, G.; Alet, P.J.; Samuel, E.; Malki Ebeid, A.G.A. SEMIAH: *An Aggregator Framework for European Demand Resposne Programs*. In *Proceedings of the Euromicro Conference on Digital System Design*, Funchal, Portugal, 26–28 August 2015.
78. Kody T. Ponds; Ali Arefi 2; Ali Sayigh; Gerard Ledwich. *Aggregator of Demand Response for Renewable Integration and Customer Engagement: Strengths, Weaknesses, Opportunities, and Threats*, 2018.

